

INDICE MEMORIA

Indice memoria	2
Resumen.....	5
Resum	5
Abstract	6
CAPÍTULO 1: Introducción.....	7
1.1. Antecedentes	7
1.2. Objeto	7
1.3. Ubicación	8
1.4. Titular.....	8
CAPITULO 2: Descripción de las instalaciones solares fotovoltaicas	9
2.1 Conversión de la energía solar en electricidad	9
2.1.1 Conversión de la energía solar en electricidad	9
2.1.2 Principios básicos de los sistemas solares fotovoltaicos.	10
2.1.3 La celula solar fotovoltaica	12
2.1.4 Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica	15
2.1.5 El módulo fotovoltaico	17
2.2 Esquema y funcionamiento básico	21
CAPITULO 3: Marco normativo y legal existente.....	23
3.1 Legislación general	23
3.2 Legislación técnica.....	26
3.3 Procedimiento administrativo	26
CAPITULO 4: Definición del sistema y de sus elementos	27
4.1 Datos de partida.....	27
4.2 Radiación solar.....	28
4.3 Definición de los módulos fotovoltaicos	29
4.3.1 Tecnologías de fabricación	29
4.3.2 Tecnología del silicio cristalino y policristalino	30
4.3.3 Tecnología de la lámina delgada	32
4.3.4 Tecnología del silicio amorfo.....	33
4.3.5 Elección del modulo fotovoltaico a utilizar	33

4.3.6	Configuración del campo fotovoltaico.....	38
4.4	Definición del inversor.....	39
4.4.1	Introducción	39
4.4.2	Configuración de los inversores	40
4.4.3	Solución adoptada	40
4.5	Definición de la estructura fijación módulos fotovoltaicos.....	47
4.6	Instalación eléctrica	48
4.6.1	Conductores del campo fotovoltaico	48
4.6.2	Conductores del inversor	48
4.6.3	Conductores de la línea de distribución	48
4.6.4	Acometida general.....	49
4.6.5	Protecciones	50
4.6.6	Contadores.....	53
4.6.7	Tomas a tierra	53
4.7	Sistema de monitorización de datos	55
4.8	Puesta en marcha de la instalación.....	57
CAPITULO 5: Definición de la energía generada		58
5.1	Energía generada	58
5.2	Ahorro de emisiones de CO ₂	59
CAPITULO 6: Bibliografía.....		60
6.1	Referencias bibliográficas.....	60
6.2	Bibliografía de consulta	61

RESUMEN

Estudio técnico y económico para la implantación de una instalación solar fotovoltaica sobre suelo de conexión a red en una masía situada en Mollet del Vallés. El estudio dimensionará los diferentes elementos de la instalación para obtener una potencia de 50 Kw, y se realizará el cálculo de la energía eléctrica generada anualmente por dicha instalación, y el ahorro de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Se realizará un cálculo de tipo analítico de la energía eléctrica generada anualmente, y se comparará con los resultados de los programas de simulación de cálculo. Se realizará un análisis de la rentabilidad de dicha inversión, con la normativa actual que regula la producción de electricidad mediante este tipo de energía renovable.



RESUM

Estudi tècnic i econòmic per a la implantació d'una instal·lació solar fotovoltaica sobre terra de connexió a xarxa en una masia situada a Mollet del Vallés. El estudi dimensionarà els diferents elements de l'instal·lació per obtenir una potència de 50 Kw, i es realitzarà el càlcul de l'energia elèctrica generada anualment per aquesta instal·lació, i el estalvi d'emissions de CO₂ a la atmosfera.

Es realitzarà un càlcul de tipus analític de l'energia elèctrica generada anualment, i es farà una comparació amb els resultats dels programes de simulació de càlcul. Es realitzarà un anàlisi de la rendabilitat d'aquesta inversió, amb la normativa actual que regula la producció d'electricitat mitjançant aquest tipus d'energies renovables.

ABSTRACT

Technical and economical study for the implantation of solar photovoltaic energy systems on the earth in a farm in the village of Mollet del Vallés. The study will define the diferents elements of the solar photovoltaic system for get 50 Kw power. And we will calculate the electrical energy produced in a year by this system, and the saving of CO2 sended to the atmosphere.

We will make an analytic calculation of the electrical energy produced in a year, and we will make a comparison with the calculation programs results. We will make a economical study of this investment, with the actual law about electrical production with the solar photovoltaic system.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

El presente proyecto se realiza a petición de la organización no gubernamental APIP, que gestiona los centros de reclusos en regimen de tercer grado de la Consellería de Justicia de la Generalitat de Catalunya, con el fin de realizar una instalación solar fotovoltaica de 50 kw de potencia nominal de conexión a red sobre suelo. La ubicación del campo solar fotovoltaico será en unos terrenos contiguos que hay al lado de la masía.

El motivo de la Consellería de Justicia, para solicitar esta instalación, es la promoción de la generación de energía eléctrica, mediante origen renovable. Así como la de contratar la realización de talleres formativos de instalación de este tipo de energía para los reclusos.

1.2. Objeto

El presente proyecto tiene como objeto el diseño de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red, para la producción de energía eléctrica que alimentará a la red.

Se presentará la memoria técnica, el cálculo y dimensionado de los diferentes elementos, el presupuesto, el pliego de condiciones, el estado de las mediciones, y los planos de la instalación. Se presentará en el mes de Junio con la defensa de dicho proyecto.

Este proyecto debe cumplir el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Real Decreto 842/2002), así como el Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red de baja tensión y de menos de 100 kw.

Por tanto, el proyecto tendrá la finalidad de presentar y justificar unas instalaciones que cumplan con los siguientes objetivos:

- Garantizar la calidad del suministro de energía eléctrica a la red.
- Optimizar el rendimiento energético de la instalación.
- Optimizar al máximo la rentabilidad de la inversión.
- Cumplir con todas las prescripciones y normas vigentes.

1.3. Ubicación

La intalación estará ubicada en la masía denominada " Can Consol " en la zona de " els Gallecs ", en el término municipal de Mollet del Vallés. Esta masía esta destinada a la estancia en regimen de tercer grado de los reclusos.

1.4. Titular

El presente proyecto se realiza a petición de la Consellería de Justicia de la Generalitat de Catalunya, por mediación de la ONG APIP, quien gestiona la masía de Can Consol.

CAPITULO 2:

DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

2.1 Conversión de la energía solar en electricidad

2.1.1 *Conversión de la energía solar en electricidad*

(8) La producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía solar adopta diferentes configuraciones en función del sistema de transformación que se utilice. Los dos sistemas más utilizados para producir electricidad mediante la captación de radiación solar son:

- *Sistemas solares termoeléctricos:* Se trata generalmente de instalaciones que transforman la energía radiada por el sol en vapor de agua para posteriormente mover una turbina que, a su vez, acciona un alternador y genera electricidad. También están en fase de pruebas sistemas termoeléctricos que

utilizan un motor Stirling de combustión externa para generar directamente electricidad mediante la concentración de la radiación solar en el foco caliente del motor. En la **figura 1** podemos ver una ilustración de estos dos sistemas.

Figura 1. Centrales Termoeléctricas solares con sistemas de concentración para



generar vapor de agua y con motores Stirling.

- **Sistemas solares fotovoltaicos:** La radiación solar es transformada en electricidad por medio de un dispositivo de silicio semiconductor denominado célula fotovoltaica. En este tipo de transformación no existen elementos intermedios mecánicos o térmicos y todo funciona a nivel atómico. Éste sistema es el más utilizado actualmente, tanto en instalaciones aisladas donde el suministro de la red eléctrica no es rentable, como en las instalaciones donde, la energía generada por los paneles fotovoltaicos se inyecta a la red general de la compañía eléctrica para su venta.

En nuestro caso, la instalación será con un sistema solar fotovoltaico, debido a que hoy en día, la rentabilidad de este sistema, es superior a los sistemas solares termoeléctricos.

2.1.2 Principios básicos de los sistemas solares fotovoltaicos.

(3) La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.

Los semiconductores son materiales que se caracterizan por tener menor resistividad que los materiales aislantes, pero mayor resistividad que los materiales conductores. La resistividad de los materiales semiconductores disminuye de forma exponencial con la temperatura. Los semiconductores tienen 4 electrones en su última capa. Su estructura corresponde a la siguiente

configuración S2 P2. Estos electrones pueden ser compartidos, dando lugar a enlaces covalentes al unirse con átomos de la misma o distinta configuración.

En ciertas condiciones externas, los electrones pueden ser liberados, produciéndose un hueco. Esto es debido a que la diferencia entre bandas es pequeña, comparada con los aislantes.

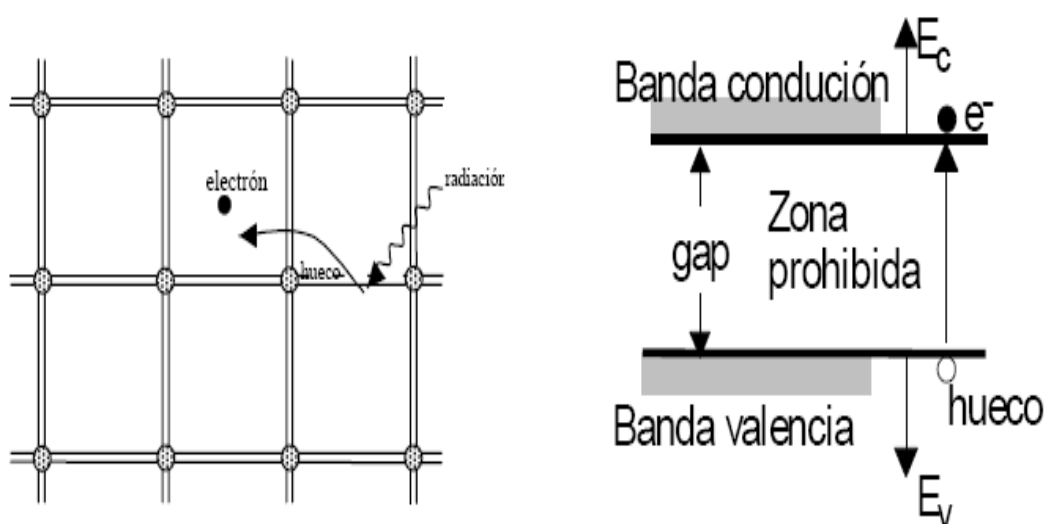


Figura 2. Dibujo de la liberación de un electrón y la producción de un hueco

Al hablar de semiconductores nos referiremos al Germanio o al Silicio, elementos del grupo IV de la tabla periódica.

Si estos elementos se unen o dopan con elementos del grupo V de la tabla periódica (Fósforo, Arsénico o Antimonio), cuatro electrones se enlazarán, quedando libre uno, ligado al elemento dopante. Pero con energía menor, lo que hace que su energía de ionización sea menor a la de un electrón normal. Se crea una banda entre las bandas de conducción y de valencia. Son semiconductores del tipo **n**.

El mismo efecto se produce, cuando se introducen impurezas del grupo III de la tabla periódica (Boro, Aluminio, Galio), en este caso falta un electrón para completar el enlace, creandose un hueco. Este tipo de semiconductor se llama de tipo **p**.

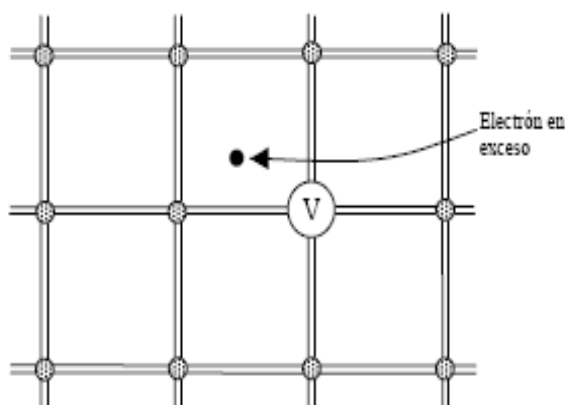


Figura 3. Semiconductor tipo n. Está dopado con elementos del grupo V

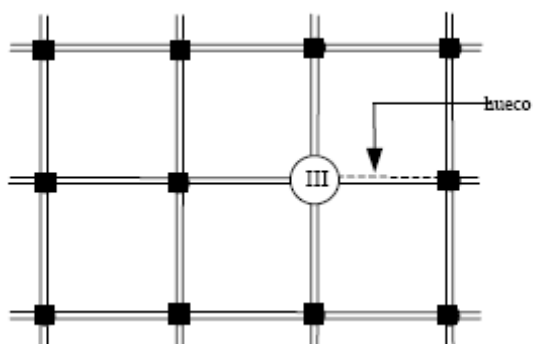


Figura 4. Semiconductor tipo p. Está dopado con elementos del grupo III

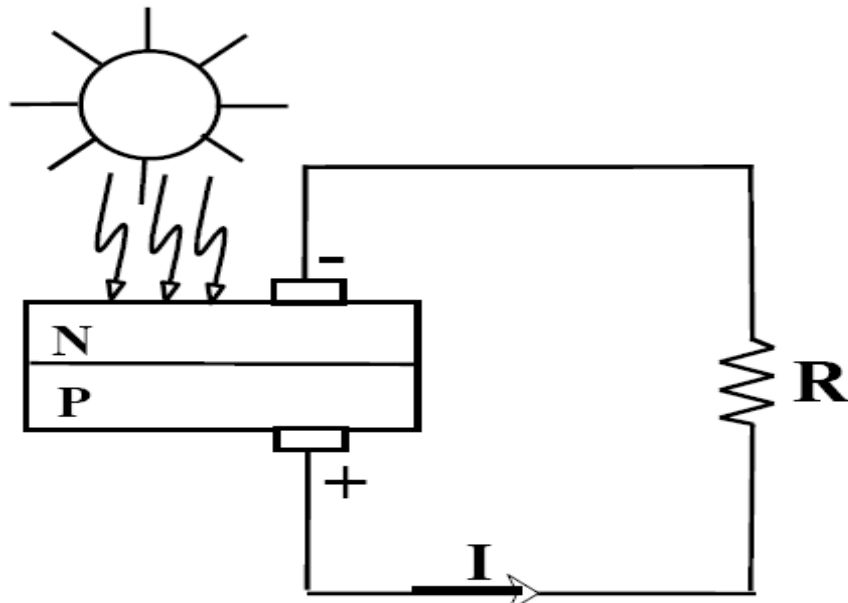
2.1.3 La célula solar fotovoltaica

Las células solares fotovoltaicas son capaces de convertir, de un modo eficaz, la luz solar en energía eléctrica.

Al incidir los fotones sobre los semiconductores, ceden su energía a los electrones de valencia, rompiendo el enlace que los mantiene ligados.

El electrón es libre de circular por el material. El hueco que deja el electrón se comporta como una partícula positiva. El movimiento de electrones y huecos, genera una corriente eléctrica. Pero para que ocurra esta corriente eléctrica, es necesario que haya un campo eléctrico. Por eso es necesaria una unión **pn**. Se necesita un semiconductor tipo **p**, y un semiconductor tipo **n**. La unión **pn**, es la que hace que exista un campo eléctrico. Con la dirección del **n** al **p**.

Figura 5. Se genera una corriente eléctrica con la dirección de **n** hacia **p**.



El contacto superior positivo, se hace de manera que la luz penetre en el conjunto, y tenga una baja resistencia eléctrica. Normalmente se hace en forma de peine. El contacto inferior cubre toda la célula.

Si se ilumina una célula solar conectada a una carga, se producirá una diferencia de potencial en la carga, que producirá una corriente eléctrica. Los fotones que inciden con una mayor o igual energía que el ancho de banda se absorben y generan un electrón y un hueco que actúan como portadores de corriente.

La corriente que se entregue a la carga será suma de dos efectos:

- 1.- El campo eléctrico producido por la unión **pn**, causa la separación de los portadores antes de que se recombinen, y por tanto, causan una corriente que suministra energía a la carga.
- 2.- La presencia de voltaje en los terminales, produce como en cualquier dispositivo **pn**, fenómenos de recombinación de los electrones y los huecos, que producen pérdidas de corriente en la célula.

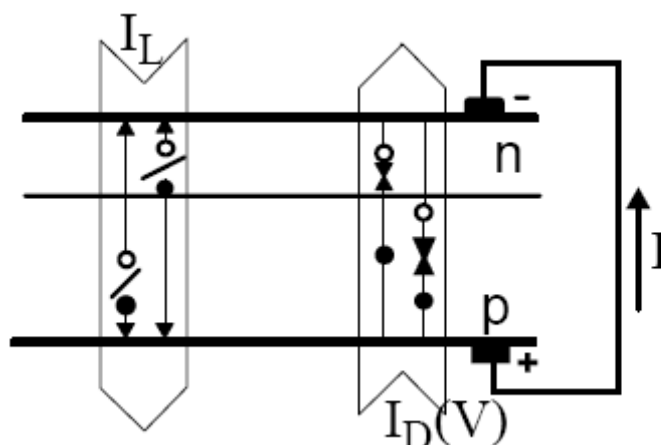


Figura 6. Las dos componentes de la corriente eléctrica en una célula solar fotovoltaica.

La corriente que se enviará a la carga, será la suma de las corrientes:

- 1.- La intensidad I_L generada por los portadores que produce la iluminación.
- 2.- La corriente de diodo ó de oscuridad I_d , debido a la recombinación de portadores producida por el voltaje necesario para entregar energía a la carga.

$$I = I_L - I_d \quad (1)$$

Los parámetros característicos de una célula solar fotovoltaico son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito I_{sc} , es la corriente cuando la tensión entre bornes es cero. Es la máxima corriente, y del orden de entre 10 y 35 mA / cm² de célula.
- Tensión de circuito abierto V_{oc} , es la tensión que se produce cuando se conecta ninguna carga. Es la máxima tensión, y del orden de 0,6 V en células de Silicio, y de 1 V en células de GaAs.
- Potencia máxima, la potencia es $P = V \times I$, los valores con los que alcanzamos la potencia máxima son la V_{max} y la I_{max} . Por lo que $P_{max} = V_{max} \times I_{max}$, y viene representada por el area rallada de la gráfica. Esta area es menor que la representada por el producto $V_{oc} \times I_{sc}$. Estas dos potencias se aproximan tanto más cuanto más pronunciado es el codo de la curva característica.

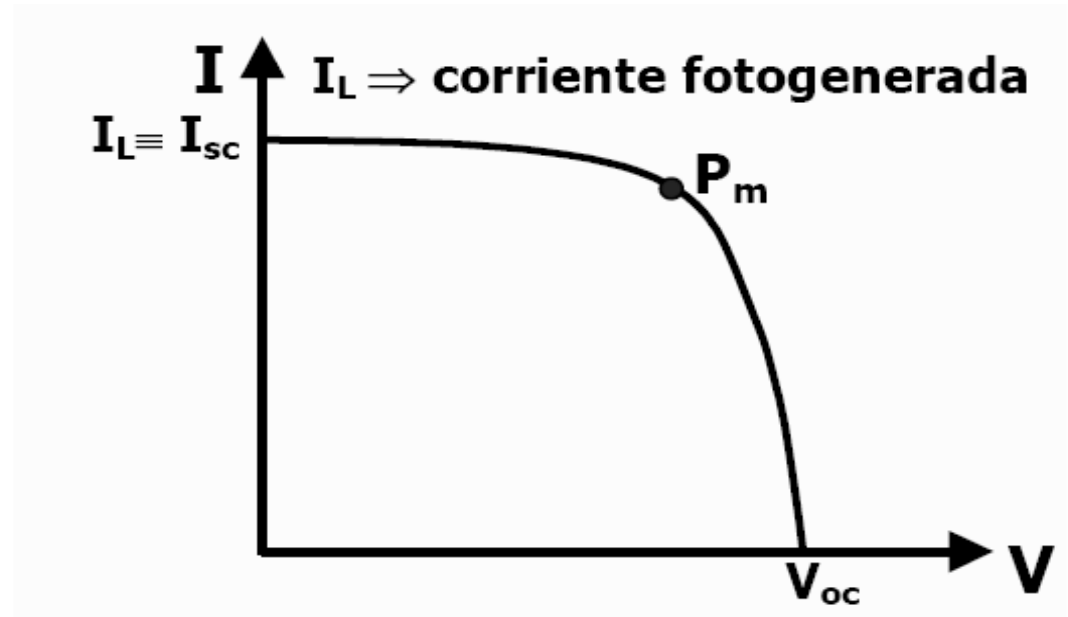


Figura 7. Curva característica I - V de la célula fotovoltaica.

Llamamos factor de forma o factor de llenado al cociente:

$$FF = (I_{max} \times V_{max}) / (I_{sc} \times V_{oc}) \quad (2)$$

La eficiencia de conversión energética de una célula se define como el cociente entre la máxima potencia que se puede entregar a la carga y la potencia incidente sobre la célula.

$$R_{end} = (I_{max} \times V_{max}) / P_i \quad (3)$$

2.1.4 Circuito equivalente de una célula solar fotovoltaica

(1) La ecuación que define la intensidad de corriente debida a la recombinación de portadores debida a la tensión necesaria para entregar energía a la carga, es la ecuación característica de la intensidad que circula por un diodo:

$$I_d = I_o \left(\exp \left(\frac{q \cdot V}{m \cdot K \cdot T} \right) - 1 \right) \quad (4)$$

Siendo: q = carga del electrón. $1,602 \times 10^{-19}$ C

V = Tensión en los bornes de la carga

T = Temperatura en grados Kelvin de la célula

K = Constante de Boltzman $1,38 \times 10^{-23}$ J/°K

m = factor de idealidad. factor empírico de escala. Que oscila entre 1 y 2

I_o = Corriente inversa de saturación del diodo

1.6. Modelo ideal de la célula F.V.

El modelo o circuito equivalente ideal de una célula fotovoltaica se representa por una fuente de corriente en paralelo con un diodo. La siguiente figura muestra el modelo ideal de una célula fotovoltaica cuando se conecta a una resistencia de carga:

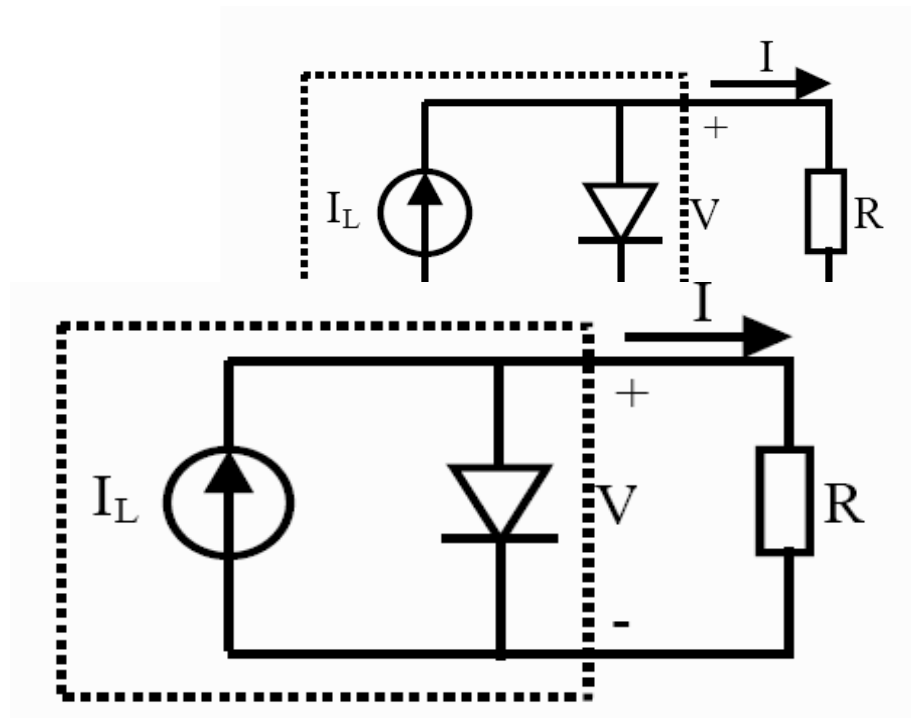


Figura 9. Circuito equivalente ideal de una célula fotovoltaica

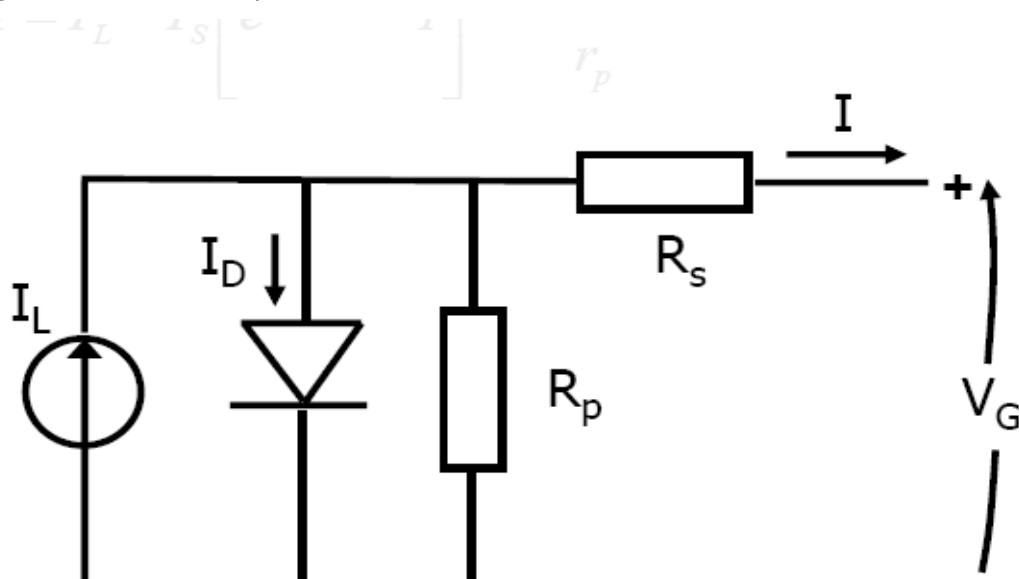


Figura 10. Circuito equivalente real de una célula fotovoltaica

La temperatura de operación de las células solares está determinada por la temperatura ambiente, por las características del módulo, por la intensidad de la radiación solar y por otras variables como la velocidad del viento. La corriente inversa de saturación aumenta con la temperatura, de acuerdo con la ecuación:

$$I_0 = B \times T^g \exp \left(- E_b / m K T \right) \quad (7)$$

Donde B es independiente de la temperatura, E_b es la energía de la banda prohibida, y g es 3 para el silicio.

La corriente de cortocircuito I_{sc} aumenta ligeramente con la temperatura ya que disminuye el ancho de la banda prohibida, por tanto, más fotones tienen suficiente energía para la generación de pares e-h.

Pero el mayor efecto de la temperatura es la reducción de la tensión de circuito abierto V_{oc} , del factor de forma FF, y por tanto de la potencia P_m .

2.1.5 El módulo fotovoltaico

(1) Un módulo fotovoltaico es la unidad más pequeña que forma un generador fotovoltaico. El módulo es una unidad integral que proporciona soporte para un determinado número de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente y protegidas de las condiciones medioambientales.

Uniendo diferentes células solares fotovoltaicas en serie y en paralelo para obtener unos valores determinados de tensión y de corriente, tendremos un módulo fotovoltaico.

Esta unión de células, se realiza de manera que todo el conjunto quede bien unido e interconectado, y además quede protegido de las condiciones medioambientales.

La potencia eléctrica de un módulo fotovoltaico depende de su area activa, del número de células, de su interconexión eléctrica y de las condiciones de irradiancia y temperatura a que está sometida.

Se pueden encontrar módulos de diferentes tamaños y formas, y pueden estar hechos de diferentes materiales. Sin embargo el más comúnmente utilizado es el módulo plano " vidrio + eva + tedlar " con 36 células fotovoltaicas conectadas en serie para producir el voltaje suficiente para cargar una batería de 12 V.

El propósito de la estructura del módulo fotovoltaico es proporcionar un soporte rígido que proteja las interconexiones de las células del medioambiente.

El módulo fotovoltaico consta de los siguientes elementos:

- Cubierta frontal de vidrio.
- Las células con sus conectores: Las células están interconectadas con tiras de Aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante con dos conductores en paralelo para recoger los portadores en ambas caras de la célula.

- Cubierta posterior: va adosada a toda la superficie del módulo, y suele ser de película de Tedlar.
- Encapsulante: Es un polímero transparente y termoplástico, que debe ser resistente a la fatiga térmica, y a la abrasión. El más utilizado es el Etilen Vinil Acetato.
- Todo el conjunto va incrustado en un marco de Aluminio.
- Caja de conexiones externa, que dispone de dos bornes de salida.



Figura 11: Vista frontal de dos módulos fotovoltaicos.

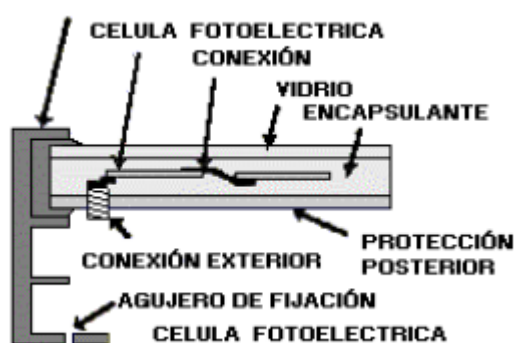


Figura 12. Corte de un módulo fotovoltaico.

Los pasos del proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico son:

- **Encintado:** Consiste en soldar sobre los "buses" de la superficie frontal de las células un par de tiras de cobre Estañadas. Estos "buses" conducen la corriente hacia el exterior y son los colectores donde están conectados todos los dedos de la rejilla frontal de la célula, que a su vez, recogen la corriente fotogenerada.

- **Interconexión:** Proceso en el que se interconexionan las células formando tiras en serie y/o paralelo mediante la unión de las 2 tiras de la cara frontal de una célula con la cara posterior de la siguiente.
- **Laminación y curado:** cuyo objetivo es formar con los materiales de laminación (EVA, tedlar, vidrio) un todo compacto con las capas de los distintos materiales adheridos entre si.
- **Enmarcado y colocación de la caja de conexiones:** En el que se dota al laminado de un marco de aluminio. También se dota al módulo de una caja de conexiones, con tres terminales: positivo, negativo y otro que sale de un punto medio. Entre estos tres terminales se colocan los diodos de protección que previenen la formación de puntos calientes.

Los módulos, al igual que las células, también presentan su curva característica. Se puede considerar que tanto una célula solar, como un módulo, pueden caracterizarse por la siguiente ecuación:

$$I = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{m \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (8)$$

$$\text{Siendo } V_t = \frac{K \cdot T}{q} \quad (9)$$

V_t es el voltaje térmico

Entre la célula y el módulo los parámetros serán diferentes, aunque habrá una relación entre ellos, que será el número de elementos en serie y en paralelo.

La corriente que se generará en un módulo será:

$$I_m = N_p \times I_c \quad (10)$$

Siendo N_p el número de células en paralelo.

$$V_m = N_s \times V_c \quad (11)$$

Siendo N_s el número de células en serie

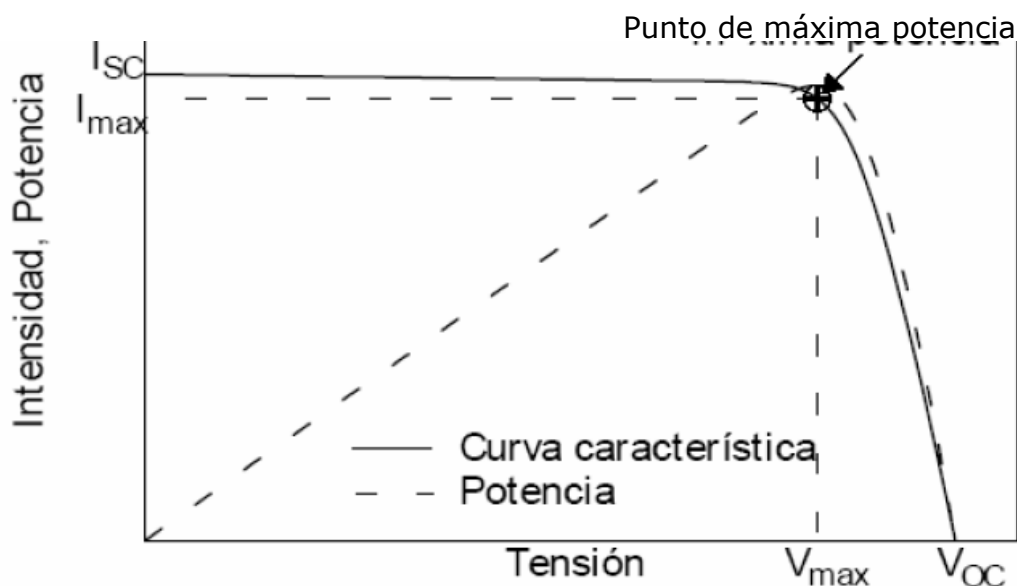


Figura 13. Curva característica V-I de un módulo fotovoltaico.

El FF mejora para valores elevados de R_p y para bajos valores de R_s . La resistencia en paralelo está relacionada con la pendiente de la curva I-V en el entorno de I_{sc} , mientras que la resistencia serie lo está con la pendiente en V_{oc} .

A partir de la formula general, se pueden hacer las siguientes aproximaciones:

- Despreciamos la corriente que circula por la resistencia en paralelo.
- La corriente fotogenerada I_L es igual a la corriente de cortocircuito I_{sc} .
- $m=1$ factor de idealidad.

Con lo que obtendremos el modelo de Green:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I \cdot R_s}{V_t} \right) \right] \quad (12)$$

Dadas las condiciones climáticas concretas de temperatura y de irradiación solar que tenemos en Catalunya, establecemos unas condiciones nominales de operación ONC, que son las siguientes:

- Temperatura ambiente (T_a): 20°C
- Velocidad del viento: 1 m/s
- Temperatura de operación nominal de la célula: T_{ONC} y viene en las características del fabricante.
- Irradiancia: 800 W/m²

A partir de las condiciones de iluminación y temperatura, y con los datos característicos que nos suministra el fabricante de los módulos fotovoltaicos, podemos obtener el comportamiento eléctrico de dicho módulo fotovoltaico.

Podemos obtener la temperatura del módulo fotovoltaico a partir de la temperatura ambiente:

$$T_c = T_a + \frac{T_{onc} - 20}{800} \cdot G \quad (13)$$

Donde:

T_c es la temperatura de la célula

T_a es la temperatura ambiente

G es la irradiancia

2.2 Esquema y funcionamiento básico

(III) Se nos plantean 2 posibilidades a la hora de hacer una instalación solar fotovoltaica:

- Instalación solar fotovoltaica autónoma: Los paneles solares generan energía eléctrica que se almacena en las baterías. La energía eléctrica suministrada por las baterías en corriente continua, es transformada por un ondulador en corriente alterna.
- Instalación solar fotovoltaica de conexión a red: Los módulos fotovoltaicos generan energía eléctrica en corriente continua, posteriormente unos onduladores transforman la corriente continua en alterna, y esta energía se inyecta a la red eléctrica.

En el caso que nos ocupa, la masía de Can Consol, donde tiene conexión a la red eléctrica y tiene abundante espacio para colocar un buen número de módulos fotovoltaicos y suministrar una potencia eléctrica de 50 Kw nominales, la instalación que hemos escogido ha sido una instalación solar fotovoltaica de conexión a red por los siguientes motivos:

- Es una inversión más baja que la instalación autónoma y esta inversión se amortiza.
- No dispone de elementos intermedios de acumulación, por lo que el rendimiento será mayor, ya que no le afectarán las pérdidas de los elementos de acumulación. En el caso de la instalación autónoma, son necesarias las baterías solares, que deben cubrir con las necesidades diarias y el número de días de autonomía establecidos. Las baterías son elementos muy costosos y de una vida útil media (13 años).
- No necesitaremos cuartos especiales en el interior de la masía para alojar las baterías.

- Debido a que hay una gran diferencia de producción eléctrica entre verano e invierno, se ha de dimensionar la instalación autónoma para los meses de invierno, siendo necesaria una inversión muy elevada.
- Sigue siendo necesario un sistema auxiliar de apoyo para dar servicio a la demanda en invierno. Esto también encarece la inversión.

Pasamos a continuación a hacer una breve descripción de los elementos que componen una instalación solar fotovoltaica de conexión a red:

- módulos fotovoltaicos: que estarán conectados en serie y en paralelo,
- Estructura de fijación de los módulos fotovoltaicos: estructuras de aluminio o acero galvanizado, sobre las que irán fijados los módulos fotovoltaicos, y las fijaciones de la estructura al suelo.
- Cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el ondulator y hasta la aparataje eléctrica de protección, control y medida.
- Ondulador de conexión a red: convertidor de energía que adapta la tensión de suministro de placas a los valores adecuados, para ser inyectados a la red eléctrica.
- Sistemas eléctricos de protección, control y medida.

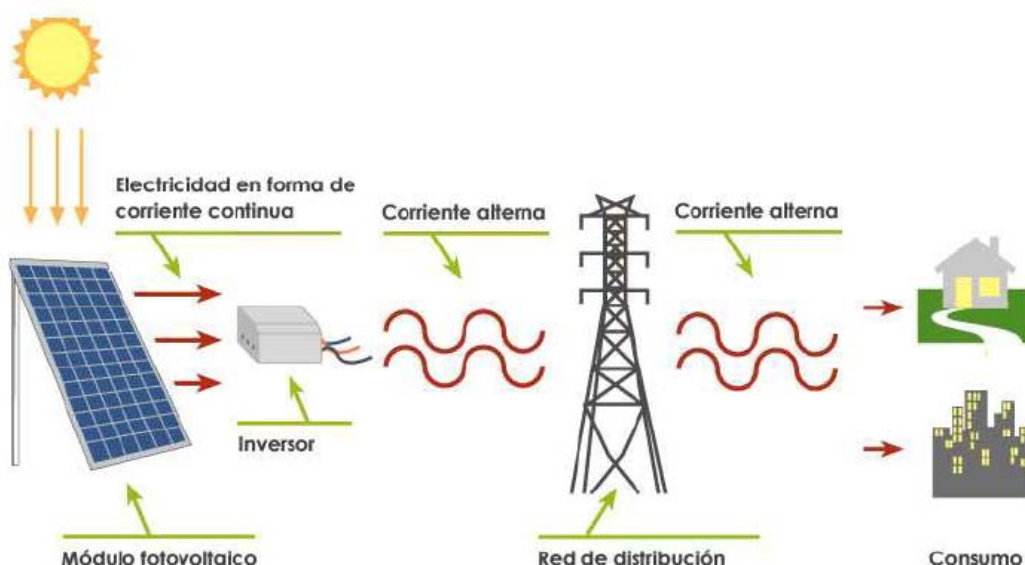


Figura 12. Esquema sencillo de la generación y transporte de la energía eléctrica

Dado que en el último año y medio el precio de los materiales ha bajado bastante de precio, no utilizaremos seguidores para orientar los módulos fotovoltaicos a la posición del sol, ya que en estos momentos no es rentable.

CAPITULO 3: MARCO NORMATIVO Y LEGAL EXISTENTE

3.1 Legislación general

(9) Establece el marco competencial y regulador respecto del sector eléctrico y del régimen especial de producción eléctrica.

La normativa que afecta a la producción de electricidad mediante energía solar fotovoltaica dentro del sector eléctrico es la siguiente:

- La **ley 54/1997** establece la diferencia entre el régimen ordinario y el régimen especial. El régimen especial engloba una variada forma de producción de energía (energías renovables, cogeneración, aprovechamiento de residuos,...), que dada su calidad medioambiental y su eficiencia energética, se consideran de especial protección. Las instalaciones que provienen de fuentes de energía renovable se engloban dentro del subgrupo b.1, el cual se subdivide en el subgrupo b.1.1., para instalaciones de hasta 100 Kw (RD 436/2004).
- **Real decreto 661/2007** por el cual se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la generación de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real decreto 1578/2008** que modifica la retribución de la actividad de la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del anterior Real Decreto 661/2007 (28 de Septiembre del 2008).

Es importante destacar que este Real Decreto fija un régimen tarifario ligado a la tipología de las instalaciones.

Tipologías definidas en el Real Decreto:

- **Tipo I:** Cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, de materiales resistentes dedicadas a usos residenciales, comerciales, de servicios o industriales, incluidas las de carácter agropecuario.

Se incluyen cubiertas de aparcamientos o sombreamientos de estructura fija pero siempre con los usos anteriores e incluidas en parcela con referencia catastral urbana.

Tipo I.1: Instalaciones del Tipo I con potencia inferior o igual a 20 Kw.

Tipo I.2: Instalaciones del Tipo I con potencia superior a 20 Kw.

Para el primer año (2009), las potencias objetivo para estos subtipos serán:

Tipo I.1: 26,7 Mw (6,675 Mw para cada convocatoria trimestral).

Tipo I.2: 240,3 Mw (60,075 Mw para cada convocatoria trimestral).

En la primera convocatoria (primer trimestre de 2009), las tarifas para estos subtipos serán (art. 11):

Tipo I.1: 0,34 Euros/Kw-h

Tipo I.2: 0,32 Euros/Kw-h

- **Tipo II:** Todas las instalaciones no incluidas en el tipo I, entre las que se encuentran las instalaciones realizadas sobre suelo, que es el caso que nos ocupa en este proyecto.

Para el primer año, la potencia objetivo para este tipo será de un total de 233 Mw (133 + 100 adicionales). Es decir, 58,25 Mw para cada convocatoria trimestral.

En la primera convocatoria (primer trimestre del 2009), la tarifa para este tipo será (art. 11): 0,32 Euros/Kw-h

Si en una convocatoria no se cubriera el cupo de uno de los tipos, el excedente se traspasaría al otro tipo en la siguiente convocatoria. Si no se

llegara a cubrir ninguno de los cupos de los dos tipos, los excedentes de cada uno se traspasaría a la siguiente convocatoria.

La potencia de los proyectos no podrá superarlos 2 Mw para el tipo I, y los 10 Mw para el tipo II.

Para la segunda convocatoria y sucesivas, el Ministerio de Industria publicará en su página web, antes de cada convocatoria, los cupos de

potencia objetivo para cada tipo y las tarifas que le sean de aplicación (art. 5), que se calcularán en función de:

Si la potencia pre-registrada para una convocatoria es superior o igual al 75% del cupo planteado para dicha convocatoria, la tarifa planteada para esta convocatoria será la resultante del cálculo siguiente:

$$T_n = T_{n-1} \times ((1-A) \times (P_o - P) / (0,25 \times P_o)) + A)$$

Siendo: T_n la nueva tarifa

T_{n-1} es la tarifa de la convocatoria anterior

A es un factor de corrección, que es igual a 0,9

P_o es el cupo de potencia para la convocatoria n-1

P es la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.

Conclusión: si las solicitudes son inferiores al 75% del cupo de la convocatoria anterior, la tarifa será la misma que en la anterior convocatoria.

Si las solicitudes son superiores o iguales al 75% del cupo de la convocatoria anterior, se retribuirá menor tarifa para los nuevos proyectos.

Si durante dos convocatorias sucesivas, no se llega al 50% del cupo, se podrá incrementar la tarifa en el mismo porcentaje que se reduciría, si se cumpliera el cupo, siendo necesario que durante dos convocatorias adicionales no se volviera a alcanzar el 50% del cupo para realizar un nuevo incremento.

La tarifa para el subtipo I.1 nunca podrá ser inferior a la del subtipo I.2.

La tarifa a la que esté suscrita la instalación se mantendrá máximo 25 años desde su puesta en marcha. Art 11 y las actualizaciones anuales serán iguales a las del RD 661/2007, es decir, el IPC menos 0,25 hasta 2012 y después IPC menos 0,50 puntos.

Se crea un nuevo registro de Preasignación de retribución, que es dependiente del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (art. 4). Será necesaria la inscripción previa en este registro para pre-asignación de retribución. Se fijará la retribución de la instalación con la retribución que se asigne en esa convocatoria.

Pasos que hay que seguir para la inclusión de la instalación en el registro de Preasignación de retribución (Art. 6):

1.- Presentar solicitud en la dirección general de política energética y minas o en las sedes de las administraciones públicas competentes adjuntando la documentación que se solicita. La misma solicitud será válida para sucesivas convocatorias en el caso que, o se hubiera cumplido el cupo de la convocatoria o faltaran requisitos exigidos, aunque puede hacerse una cancelación de la solicitud, si no quisiera mantenerse.

2.- Las solicitudes, cerrado el plazo de entrega se ordenarán por fecha de entrada. En caso de igualdad se ordenan por orden de:

a) Fecha de autorización administrativa

b) Fecha licencia de obras

c) Fecha depósito del aval

En caso de igualdad de fechas anteriores, se dará prioridad a la de menor potencia.

3.- Las solicitudes asignadas serán inscritas, el resto entrarán automáticamente en la siguiente convocatoria.

Las instalaciones asignadas, tendrán un plazo máximo de 12 meses para inscribirse definitivamente, en el registro administrativo de instalaciones en régimen de producción especial, si no, se pierden los derechos de inscripción, y da derecho a que el Ministerio de Industria ejecute el aval (art. 8).

Para los distintos tipos de instalaciones deberán aportarse los avales siguientes:

Tipo I.1 : 50 Euros / Kw

Tipo I.2 : 500 Euros / Kw

Tipo II : 500 Euros / Kw

3.2 Legislación técnica

La legislación técnica destaca los siguientes aspectos de las instalaciones solares fotovoltaicas:

RD 842 / 2002 Por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión.

RD 1663 / 2000 sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión y de menos de 100 Kw.

3.3 Procedimiento administrativo

El procedimiento administrativo engloba la siguiente legislación:

Resolución del ministerio de Economía de 31 de Mayo del 2001, de la dirección general de política energética y minas, por la cual se establece el modelo de contrato tipo y el modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Decreto 352/2001 de 18 de diciembre sobre el procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red de baja tensión.

CAPITULO 4: DEFINICION DEL SISTEMA Y DE SUS ELEMENTOS.

4.1 Datos de partida

La solicitud del cliente, es la realización de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red de una potencia nominal de 50 Kw. El lugar donde se ubicará la instalación será sobre suelo a unos 50 metros de la masía de Can Consol, en el término municipal de Mollet del Vallés. Hay espacio suficiente para la ubicación de los módulos fotovoltaicos, y la orientación de los mismos será en dirección al sur. La instalación ocupará una superficie de **1.037 m²** (17 m de ancho x 61 m de largo). La ubicación de la instalación es la siguiente:

Latitud: 41º 46´ 2" norte
Longitud: 2º 33´ 6" este

La instalación ésta situada a una altura aproximada de 45 m. sobre el nivel del mar.

La inclinación de los módulos será de 30º con respecto a la horizontal.

Haciendo una preestimación de la superficie de captación de los módulos fotovoltaicos que estarán orientados al sol, tendríamos lo siguiente:

Haciendo el cálculo para obtener una potencia nominal de 50 Kw, tendremos una potencia máxima (potencia pico) de 55,08 Kw pico, que se correspondería con 306 módulos fotovoltaicos de 180 W pico. Cada módulo tiene unas dimensiones de 1,580 metros de largo y 0,808 metros de ancho.

4.2 Radiación solar

La radiación solar del lugar de la instalación, se tomará según los datos estadísticos tomados a lo largo del tiempo, que se han recogido por parte del ICAEN (Institut Català de l'Energía). Estos datos estadísticos proporcionan información sobre la radiación solar incidente en MJ / m² sobre una superficie horizontal.

A continuación tenemos la tabla, con la radiación que recibe la instalación cada mes, con la inclinación y las orientaciones de los módulos.

<u>Radiación horizontal</u>	<u>MJ / m² día</u>
Enero	6,80
Febrero	9,65
Marzo	13,88
Abril	18,54
Mayo	22,25
Junio	24,03
Julio	23,37
Agosto	20,42
Septiembre	16,05
Octubre	11,40
Noviembre	7,73
Diciembre	6,04

La radiación anual promedio recogida en el campo fotovoltaico es de 15,01 MJ / m² día

4.3 Definición de los módulos fotovoltaicos

4.3.1 Tecnologías de fabricación

(1) El silicio es el material más conocido y utilizado para la fabricación de células, siendo a la vez, uno de los materiales más abundantes en la corteza terrestre (un 20% en forma de minerales de SiO₂ y silicatos). Sin embargo, para la producción de células solares se necesita material de elevada pureza, que hay que fabricar.

En el silicio monocristalino la estructura atómica del material es uniforme ya que su estructura completa ha sido crecida de un único cristal. Esta uniformidad es ideal para la transferencia de electrones a través del material de un modo eficiente.

El silicio policristalino está formado por un conglomerado de estructuras macrocristalinas en cuyas uniones o fronteras de grano se impide el paso de los electrones en los procesos recombinativos.

La transformación de arena de silicio de elevada pureza se puede realizar a través de los siguientes pasos:

- 1.- Reducción de SiO₂ a Si de baja pureza con C en hornos de arco eléctrico.
- 2.- Transformación en un compuesto químico intermedio como el triclorosilano.
- 3.- Purificación por destilación u otros medios.
- 4.- Reducción del compuesto intermedio a Si con bajo contenido en impurezas.
- 5.- Crecimiento cristalino, con purificación adición.

Conceptualmente se pueden diferenciar dos tecnologías:

- 1.- La tecnología del silicio cristalino
- 2.- La tecnología de lámina delgada

4.3.2 Tecnología del silicio cristalino y policristalino

(1) (4) Mediante métodos de cristalización del polisilicio se obtienen las obleas utilizadas en la industria fotovoltaica. En estos procesos de cristalización se logran, en unos casos monocristales dando lugar al silicio cristalino, mientras que en otros el resultado es un conglomerado de cristales llamado silicio policristalino.

Existen varios métodos para la obtención de lingotes de silicio cristalino, basados en una semilla de inicio de la cristalización, tales como el método de zona flotante, el metodo de Czochralski o metodos de colada. Estos lingotes se cortan para producir obleas mediante sierras multi-hoja.

Los pasos en la fabricación de una célula fotovoltaica convencional a partir de una oblea de silicio son:

Limpieza de las obleas, cuya finalidad es la limpieza previa que elimine los restos de metales procedentes de las sierras de corte y restos orgánicos y metálicos procedentes de los procesos de fabricación de las obleas.

Decapado, se realiza por inmersión de las obleas en una disolución acuosa de NaOH, al 30% y caliente (90°C). El objetivo es la eliminación de las tensiones, irregularidades y defectos de la superficie debidos a los procesos de corte de las obleas, eliminando unas micras de material. Con ello se mejora el tiempo de vida de los portadores en la región de emisor próximo a la superficie, y se favorecen tratamientos posteriores como la texturización y las metalizaciones.

Texturización, consiste en crear en la superficie unas micropiramides que consiguen reducir las pérdidas por reflexión del 30% al 10% haciendo que se produzca una segunda absorción de la luz reflejada. Al mismo tiempo, se aumenta el camino óptico de la luz en el interior del material. La formación de estas micropiramides se consigue atacando la superficie de las obleas, con una disolución acuosa de NaOH o de KOH al 2%, dejando al descubierto los planos cristalográficos. Este proceso no es aplicable a las obleas de silicio policristalino, ya que no poseen una orientación definida. En estos casos, las pérdidas por reflexión se producen mediante capas antireflexivas.

Limpieza previa a la formación de la unión p-n, consiste en la eliminación del oxido superficial (SiO_2) resultante de los anteriores procesos mediante la inmersión en HF diluido, posterior aclarado con agua desionizada y un secado rápido final.

Predeposición de dopante, las obleas de partida suelen ser de tipo p (dopadas con B). La unión p-n se hace por difusión de dopante tipo n (normalmente Fósforo) en la cara frontal de la oblea. Previamente a la difusión el dopante tipo n ha de ser depositado en la superficie de la oblea. Se utilizan varios métodos como: serigrafía, centrifugación, por fuente sólida, por fuente líquida o por fuente gaseosa.

Formación de la unión p-n por difusión, consiste en la introducción del dopante tipo n, predepositado, substituyendo átomos de silicio en el interior de la red. Para ello se introducen en hornos (de cinta o de cuarzo) a alta temperatura

(900 a 1.000°C). Los productos químicos empleados como fuente primaria de fósforo son: el oxiclорuro de fósforo (POCl_3), Pentóxido de fósforo y fosfina.

Limpieza de restos de la difusión, cuyo proceso depende de la tecnología usada en la formación de la unión y suele constar de una batería de baños químicos con diversos ácidos.

Formación del contacto metálico posterior, deposición de metal realizada mediante serigrafía.

Formación del contacto metálico frontal, similar al anterior pero en este caso la disposición de los dedos de contacto es determinante en el rendimiento final, estableciendo un compromiso entre el paso de la luz y la superficie necesaria para disminuir la resistencia serie.

Aislamiento de las zonas n p, consiste en preparar los bordes de las células resultantes de los procesos anteriores, mediante ataques químicos o cortes con sierra o láser, para que el emisor y la base no estén conectados eléctricamente debido a que el dopante de la cara frontal también se difunde por los bordes.

Deposición de la capa antirreflexiva, consiste en la deposición de una capa fina de un material transparente con índice de refracción óptimo, para adaptar los índices de refracción del silicio y del vidrio. Además el índice de refracción de los materiales encapsulantes entre la capa antirreflexiva y el vidrio ha de ser $n=1,5$, el espesor de la capa se elige igual a la cuarta parte de la longitud de onda para producir un cero de reflexión, por sumarse en la superficie de la capa la onda incidente y la reflejada en oposición de fase.

Campo superficial posterior, consiste en la formación de una unión p-p⁺ en la parte posterior para formar un campo eléctrico que disminuye la recombinación de portadores minoritarios en la superficie posterior.

Pasivación con hidrógeno, utilizado en células policristalinas, consiste en la neutralización con hidrógeno la gran cantidad de defectos y dislocaciones (niveles adicionales en el gap), aumentando el tiempo de vida de los portadores minoritarios.

La formación de contactos eléctricos es esencial, ya que son la vía de salida de los electrones del semiconductor a la carga externa.

Normalmente los contactos frontales, son una rejilla metálica, estableciendo un compromiso entre la superficie de colección de portadores y el área libre de iluminación. Por tanto, en el diseño de la malla de metalización ha de haber un balance entre las pérdidas por resistencia eléctrica y por sombreado (un 3% - 5% de la superficie).

Una alternativa a las mallas de metalización son los óxidos conductores transparentes (TCO) como el óxido de estaño (SnO_2), su ventaja es que son transparentes a la luz solar y forman un buen contacto entre el semiconductor y el circuito externo. Son muy utilizados en los procesos de fabricación cuando se utiliza un sustrato de vidrio para la deposición de materiales de lámina delgada (como el silicio amorfo y el telururo de cadmio).

En el silicio cristalino las pérdidas por sombreado son menores que las pérdidas por resistencia eléctrica de superficie si se utilizase un TCO. Sin embargo en el silicio amorfo la conducción horizontal es muy baja y por tanto se beneficia de tener un TCO cubriendo su superficie.

Para aumentar el rendimiento de los dispositivos fotovoltaicos de silicio monocristalino se utilizan diseños avanzados de células solares. Es de destacar la célula de contactos enterrados, también denominada tecnología Saturno, como una de las células de mayor rendimiento fabricada a nivel comercial. Una de sus características diferenciadoras es la realización de la malla de metalización frontal en surcos realizados con láser, con una disminución de la resistencia serie y un aumento de la superficie útil de captación de fotones.

Además de la formación de campos superficiales posteriores, que disminuyen la recombinación en la superficie posterior de la célula, se pueden aumentar el FF y V_{oc} mediante la optimización del espesor de las capas p-n y de las concentraciones de dopantes. El dopaje de la capa n se hace tan elevado como sea posible para aumentar V_{oc} y disminuir R_s , pero lo suficientemente bajo para mantener la movilidad y longitudes de difusión de los portadores minoritarios.

4.3.3 Tecnología de la lámina delgada

(1) (4) En la actualidad se están desarrollando células de silicio monocristalino y policristalino de lámina delgada. Para ello se necesita un sustrato para proporcionar rigidez mecánica debido al reducido espesor de las capas activas de silicio, del orden de 5-50 micrómetros, que puede ser de baja calidad, vidrio, materiales cerámicos o grafito. Este sustrato define la máxima temperatura alcanzable en el proceso de fabricación.

Debido a la creciente demanda de material para la fabricación de células solares, se están desarrollando nuevos procesos tecnológicos orientados a la optimización del material utilizado (fabricación de células cristalinas más delgadas, mejora de los procesos de corte, crecimiento de láminas de silicio de espesor igual al de la célula evitando el desperdicio de material en el proceso de corte).

A parte de esto, se están utilizando nuevos materiales, denominados de lámina delgada o capa fina.

El nombre de lámina delgada es debido a que estas células son capas finas (5-6 micrómetros de material) depositadas sobre sustratos baratos y asequibles (plástico, vidrio).

4.3.4 Tecnología del silicio amorfo

(1) El silicio amorfo se diferencia del silicio cristalino en que los átomos no están localizados exactamente en las posiciones de la red cristalina (estructura amorfa). Esto tiene como consecuencia la aparición de una gran cantidad de estados en el gap del semiconductor, debido a enlaces incompletos. No obstante, estos se pueden pasivar mediante hidrógeno. Se puede hacer material de tipo n o de tipo p mediante la incorporación de fósforo o boro. Las uniones p-n de silicio amorfo tienen un alto coeficiente de absorción pero sus propiedades de transporte no son buenas.

Ya que el silicio amorfo no posee una estructura cristalina definida presenta muchos defectos (como enlaces insaturados donde a un átomo le falta uno o más enlaces vecinos) en los que los electrones se recombinan con los huecos en lugar de contribuir a la corriente generada. En estas condiciones dichos materiales resultan inaceptables para su utilización en fotovoltaica, pero si se deposita de manera que contenga una pequeña cantidad de hidrógeno (mediante un proceso denominado hidrogenación) se saturan los enlaces rotos permitiendo aumentar el tiempo de vida de los portadores.

Debido a sus propiedades especiales, las células de silicio amorfo suelen tener una capa p ultrafina (0,008 micras), una capa intrínseca (0,5 a 1 micra) y una capa n (0,02 micras). Actualmente se están fabricando módulos de silicio amorfo de dos y tres uniones. El silicio amorfo tiene la desventaja de una degradación en potencia continuada en el tiempo de operación.

4.3.5 Elección del modulo fotovoltaico a utilizar

(V) El rendimiento de las células está definido por el proceso de fabricación de las mismas.

Seguidamente vemos una tabla con la comparativa de los rendimientos de las células y los módulos fotovoltaicos:

Tipo tecnología Utilizada	Rendimiento célula	Rendimiento módulo	Rendimiento max. célula
Silicio monocristalino	15,3 - 17,5	12 - 15	24,7
Silicio policristalino	13,5 - 15	11 - 14	19,8
Silicio amorfo	5 - 7	5 - 7	12 - 16
Silicio capa delgada	8 - 11	7 - 10	16

El módulo fotovoltaico seleccionado para esta instalación es un módulo de silicio monocristalino, que es la tecnología que tiene el mayor rendimiento y fiabilidad.

El modelo seleccionado es el Suntech power STP 180S-24/AC. Actualmente el fabricante Suntech power es el que ofrece una mejor relación calidad/precio, que hace que mejore la rentabilidad de la inversión, ya que son módulos de un elevado rendimiento y tienen un precio muy competitivo.

Adjuntamos el catálogo con las características eléctricas de dicho módulo:



Solar powering a green future™

STP175S - 24/AC

STP185S - 24/AC

STP180S - 24/AC

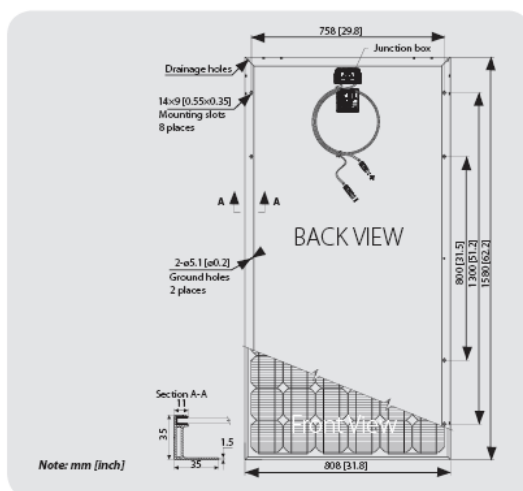
STP170S - 24/AC

Electrical Characteristics

Characteristics	STP185S-24/AC	STP180S-24/AC	STP175S-24/AC	STP170S-24/AC
Open - Circuit Voltage (Voc)	45.0V	44.8V	44.7V	44.4V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	36.4V	36V	35.8V	35.6V
Short - Circuit Current (Isc)	5.43A	5.29A	5.23A	5.15A
Optimum Operating Current (Imp)	5.09A	5A	4.9A	4.8A
Maximum Power at STC (Pmax)	185Wp	180Wp	175Wp	170Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	15A	15A	15A	15A
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %	±3 %

STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

Figura 13. Características eléctricas del modulo Suntech Power



Mechanical Characteristics

Solar Cell	Mono-crystalline 125x125mm (5inch)
No. of Cells	72 (6x12)
Dimensions	1580x808x35mm (62.2x31.8x1.4inch)
Weight	15.5kg (34.1lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13inch) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP65 rated
Output Cables	LAPP 4.0mm ² (0.006inch ²), asymmetrical lengths (-) 1200mm(47.2inch) and (+)800mm(31.5inch), MC Plug Type IV connectors

Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.48 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.017 %/°C

Figura 14. Características mecánicas del módulo Suntech Power.

Estos módulos fotovoltaicos Suntech tienen una gran eficiencia en la producción de energía por superficie de módulo.

Las células se encuentran encapsuladas en una lámina de TPT y EVA (Etilen vinil Acetato). Tiene una película delgada sobre la superficie frontal de PECVD (Plasma Enhanced Chemicals vapor), que actúa como capa antireflectante y que otorga al módulo un color azul oscuro uniforme. El cristal está templado, y es de bajo contenido en hierro, es de alta transmisividad y tiene un espesor de 3,2 mm. Posee diodos bypass para evitar efectos de sombreado parcial. El marco del módulo es de aluminio anodizado, estable, que proporciona alta resistencia a la carga de viento y de nieve, y con un acceso sencillo para el montaje. Los perfiles posteriores están equipados con agujeros de drenaje, de esta forma se elimina el riesgo de que el agua de nieve pueda acumularse en el interior del perfil, y pueda congelarse produciendo daños en dichos perfiles.

El cableado es con sistema de conexión rápida tipo multicontacto.



Figura 15. Vista del módulo Suntech Power.

Hemos de tener en cuenta que cada una de las células que componen el campo fotovoltaico no trabajan en las mismas condiciones, dado que se producen sombras debido a nubes, obstáculos, que van variando a lo largo del día.

Estas causas hacen que las células de un mismo campo fotovoltaico generen diferente potencia entre ellas en cada momento. Este sombreado parcial a veces es inevitable, y esto hace que alguna célula se convierta en una carga, disipando la potencia que generan las otras células. Si la potencia disipada es muy grande, la célula que trabaja como carga puede alcanzar un valor muy elevado de temperatura y puede llegar a destruirse. Para evitar estos problemas se diseñan lo que llamamos diodos de paso. Estos diodos se instalan en paralelo sobre una cadena de células conectadas en serie. Se instalan para impedir que todas las células en serie se descargen sobre la célula sombreada.

Se instalan los diodos con polaridad inversa a la serie de células que están en serie. Si las células trabajan con la polaridad correcta, no circulará corriente por los diodos de paso. Si la serie de células trabajara con la polaridad como si fuera una carga, entonces la corriente circulará por los diodos.

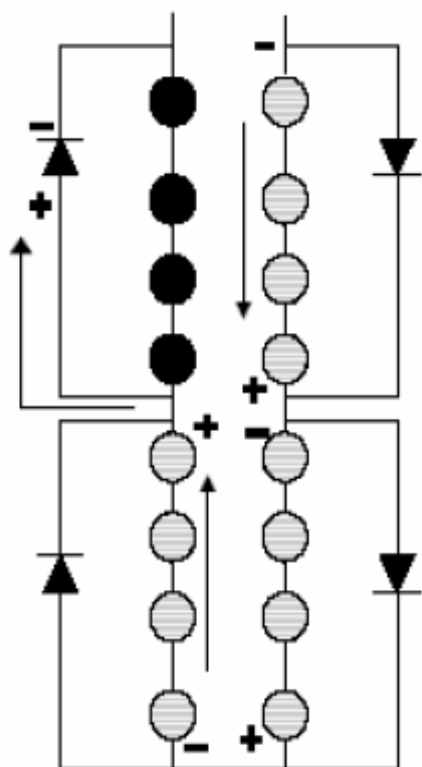


Figura 16. Diodos de paso.

Cuando se conectan en paralelo varias ramas de módulos fotovoltaicos, puede ocurrir que una de las ramas esté sombreada y el resto de las ramas descarguen sobre ella. Para impedir estos flujos de corriente de ramas en paralelo durante el día, se colocan diodos dispuestos en serie en cada una de las ramas. Estos diodos, se llaman diodos de bloqueo.

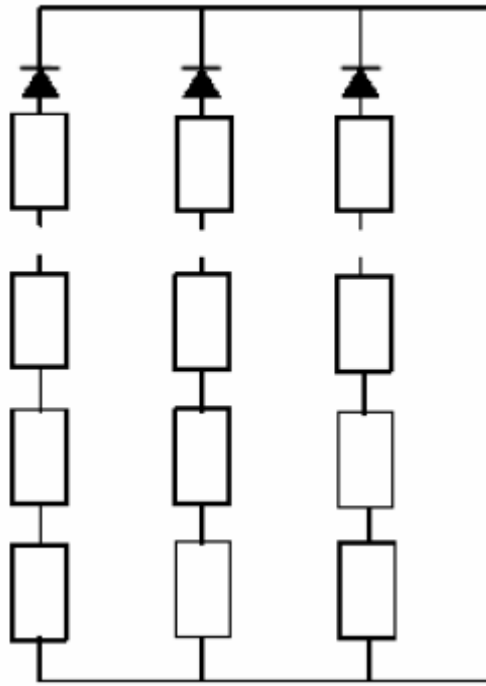


Figura 17. Diodos de bloqueo. Impiden flujos de corriente en ramales en paralelo durante el día.

Pasamos ahora a mostrar las curvas características V-I, y V-Potencia del módulo.

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (175W)

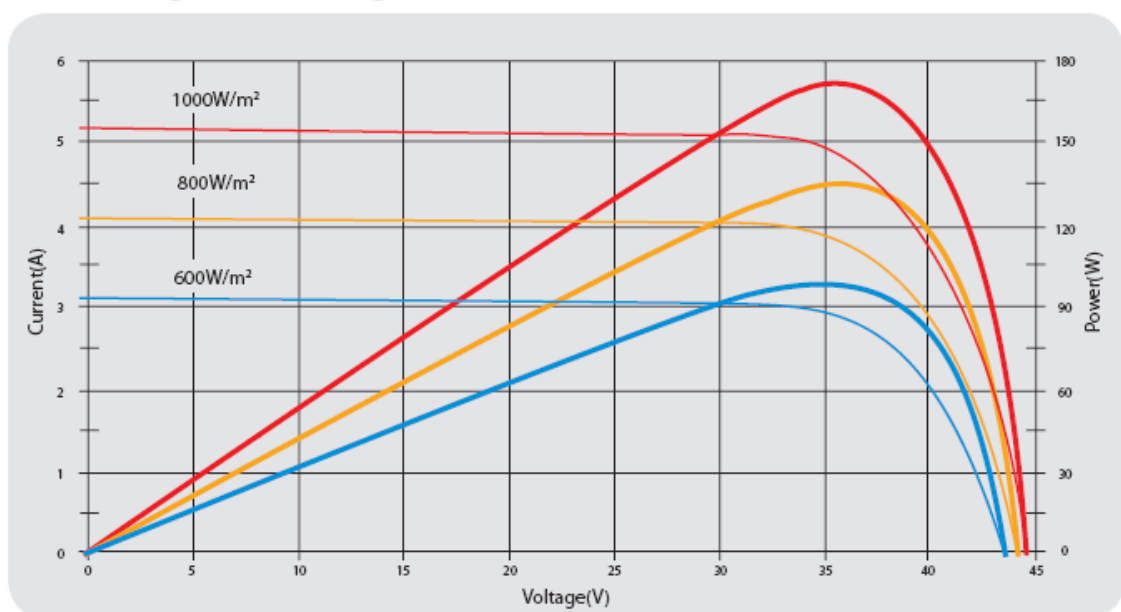


Figura 18. Curva característica V-I del módulo Suntech Power STP 175S-24/AC

Pasamos ahora a mostrar la variación de la intensidad de cortocircuito, tensión en vacío y potencia máxima en función de la temperatura.

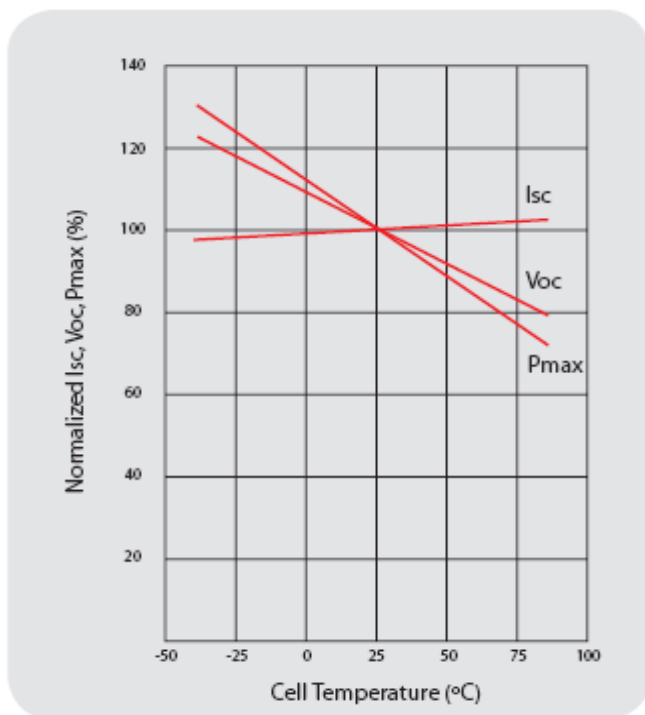


Figura 19. Curva con valores de Intensidad de cortocircuito, Tensión en vacío y Potencia máxima en función de la temperatura.

4.3.6 Configuración del campo fotovoltaico

Ya hemos elegido el módulo fotovoltaico que utilizaremos, que será el módulo Suntech power STP180S-24/AC de una potencia de 180 W pico.

Necesitaremos toda una serie de módulos fotovoltaicos para cubrir las necesidades que requerimos.

Utilizando 306 de los módulos mencionados, tendremos un campo solar fotovoltaico de 55,08 KW pico de potencia, que se corresponde con una potencia nominal de 50 KW.

Para movernos dentro de un rango, de manera que el punto de trabajo sea el de máxima potencia, y al mismo tiempo, sea coherente con el rango de trabajo del inversor, definimos la siguiente configuración del campo fotovoltaico:

Tendremos en el campo fotovoltaico, **17 ramales en paralelo**, y cada uno de estos ramales tendrá una cadena de **18 módulos en serie**.

4.4 Definición del inversor

4.4.1 Introducción

(1) El campo fotovoltaico produce corriente continua. En sistemas fotovoltaicos conectados a la red, el inversor se encarga de transformar la corriente continua del campo fotovoltaico en corriente alterna e inyectarla a la red eléctrica. En un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica el inversor está conectado al campo fotovoltaico.

Las funciones principales de los inversores autónomos son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada y con un amplio rango de potencias disponibles. Los inversores autónomos pueden clasificarse en función de la forma de onda de la tensión de salida:

- De onda cuadrada
- De onda modificada o quasi senoidal
- De onda senoidal (muy parecida a la onda de la red eléctrica).

Los inversores de onda cuadrada son los más económicos. Se basan en un simple "chopeado" de la potencia DC de entrada, con muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido de armónicos no deseados.

La distorsión armónica total es bastante elevada, en torno al 40%, y su rendimiento está en torno al 50-60%.

Los inversores de onda semi-senoidal o quasi senoidal presentan una distorsión armónica del 20% y sus rendimientos son mayores del 90%. Son utilizados en electrificación rural, para alimentar los electrodomésticos más usuales.

Los inversores senoidales tienen un cuidadoso filtrado de la señal generada. En general, son la mejor opción para la alimentación de cargas AC, no presentando ningún problema con la distorsión armónica o estabilidad de la tensión. Los inversores que producen ondas senoidales se están imponiendo sobre el resto de inversores, que están cayendo en desuso.

La regulación del valor eficaz de la tensión de salida, suele realizarse mediante la regulación del ancho de impulso. Esto se realiza mediante la técnica denominada control del ancho del pulso. Ya que la tensión en continua de entrada al inversor varía, también lo hace la producción de corriente de carga y en consecuencia la tensión de apagado de los interruptores de los semiconductores el inversor. Como consecuencia, la duración de los pulsos de la onda de salida debe ser modulado (estrechándolo o ensanchándolo).

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre, generando ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal).

4.4.2 Configuración de los inversores

Los semiconductores de potencia comúnmente utilizados en los inversores fotovoltaicos son: los tiristores y los transistores de potencia. A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la senoidal ideal con menor contenido en armónicos y factores de potencia mayores, eliminando de este modo la necesidad de filtrados a la salida del inversor.

En general, el modo de operación de estos dispositivos semiconductores de potencia consiste en que cuando se les aplica un pulso o tensión a la puerta permiten el flujo de corriente del ánodo al cátodo. Se diferencian unos de otros en el voltaje y corriente de trabajo máximo admisible y en el tiempo de interrupción.

(5) Los inversores pueden conectarse a un sistema de baterías con una tensión definida, como es el caso de los inversores autónomos, o directamente al generador fotovoltaico, como es el caso de los inversores de conexión a red, en cuyo caso, el rango de la variación de la tensión de entrada es mayor. Los inversores de conexión directa a un campo fotovoltaico, poseen además el seguimiento del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico.

4.4.3 Solución adoptada

(IV) El inversor elegido para este proyecto es el inversor Solar Max 50 C. Es un inversor trifásico de una potencia nominal de 50 Kw. Tiene una tensión de seguimiento del punto de máxima potencia que va desde 430 V hasta 800 V, y una corriente de entrada máxima de 120 A, con lo cual abarca el rango de trabajo del campo fotovoltaico.

Características técnicas que tiene este inversor:

- Tiene un rendimiento del 96%, estando dentro de los valores más elevados del mercado.
- Es un inversor autoconmutado, puede operar de modo autónomo. La regulación de tensión se realiza por modulación del ancho del pulso. Conmuta a alta frecuencia, con lo que la señal de salida es sinusoidal, con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables.



- Gracias a sus controles, se consigue que siempre esté trabajando en el punto de potencia máxima.
- Larga vida útil. El fabricante da una garantía de 20 años en el funcionamiento del inversor.
- Debido al gran número de rangos que se agrupan en un inversor central SolarMax, es difícil localizar rangos defectuosos u oscurecimientos.
- funciones: los amperímetros de aguja integrados en cada rango, permiten un rápido diagnóstico en la misma localidad de operación. Este sistema detecta desviaciones de las corrientes de rango, enviando mensajes de alarma, en caso que el rendimiento de los rangos sea insuficiente.

A continuación, adjuntamos catálogo de características del inversor Solar Max 50 C:

Cualidades:

- Inversor sinusoidal PWM compacto
- Máxima Eficiencia
- Eficiencia MPP sobre el 99%
- Relación precio/calidad altamente competitiva
- Peso ligero y diseño compacto
- Adecuado para instalaciones en lugares desprovistos de calefacción
- Garantía de hasta veinte años
- Opción MaxControl para la identificación automática de desperfectos, monitoreo del sistema y análisis de los datos de funcionamiento
- Certificación TÜV Rheinland "DE TIPO APROBADO"
- Servicio de entrega puntual
- Servicio telefónico al cliente rápido y eficiente

Especificaciones Técnicas

	SolarMax 50C	SolarMax 80C	SolarMax 100C
Entrada de corriente CC			
Máxima potencia FV instalada en STC* (condiciones de prueba estándar)	66kW	105kW	130kW
Rango de entrada	430...800 V _{cc}		
Tensión de entrada máxima	900 V _{cc}		
Para la configuración del módulo del sistema UMPP (STC) (Para la configuración del módulo del sistema UMPP (STC) con células solares mono o policristalinas)	540...635V _{cc}		
Corriente operativa	0...120A _{cc}	0...180A _{cc}	0...225A _{cc}
Ondulación de corriente	<4% pico - pico		
Salida de corriente CA			
Potencia nominal	50kW	80kW	100kW
Potencia máxima	55kW	88kW	100kW
Voltaje de la red operativa	3 * 400 + 10% / - 15% V _{ca}		
Corriente operativa	0...77A _{ca}	0...122A _{ca}	0...153A _{ca}
Factor de Potencia	> 0.98		
Frecuencia	50 +/- 0.5 Hz		
Distorsión de corriente armónica	< 3%		
Sistemas			
Consumo nocturno	2.7 W		
Máxima eficiencia	96%		
Eficiencia europea	94.8%		
Temperatura del ambiente de funcionamiento	- 20°C ... 40°C		
Tipo de protección	IP 20		
Topología	PWM, IGBT, con Transformador		
Humedad relativa del aire	0...98% sin condensación		
Certificación CE	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 50178		
Certificación TÜV	Certificación TÜV Rheinland: "TIPO APROBADO"		
Display	2 Líneas de 16 Caracteres LCD (iluminación de fondo)		
Comunicaciones de datos	Interfase RS232 / RS485 Integrada		
Dimensiones (ancho/profundidad/altura)	120 x 80 x 130 cm		
Peso	735 kg	805 kg	935 kg

*) sobrecarga recomendada del 15% (remitirse al estudio de ISE Fraunhofer)

Derechos, cambios y errores reservados

Figura 20. Catálogo con las características del inversor SolarMax 50C

A continuación, en la figura 21 de la siguiente página, vemos como se realizará la conexión entre los ramales del campo solar fotovoltaico y el inversor Solarmax 50 C. La conexión se realizará mediante dos cajas Max-connect que estarán situadas en la zona central del campo solar fotovoltaico. Una de ellas conectará a 9 ramales, y la otra a 8 ramales.

Al utilizar un inversor central Solarmax, los diferentes rangos del generador solar, se agrupan en la caja de conexiones Max-connect para generador. Los rangos agrupados, son llevados a través de una línea colectiva hasta el inversor central Solarmax.

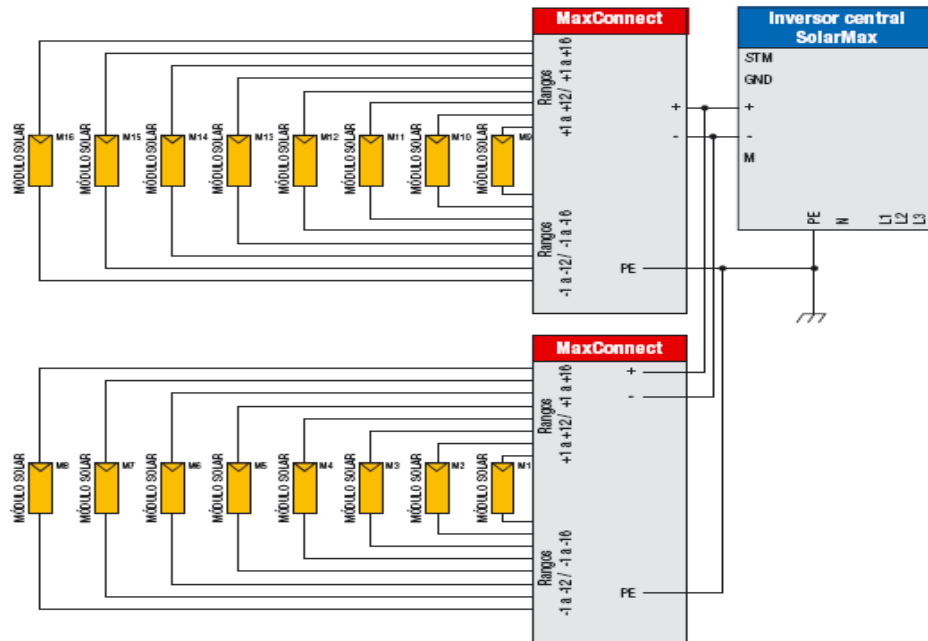


Figura 21. Inversor central SolarMax con dos cajas de conexión Maxconnect

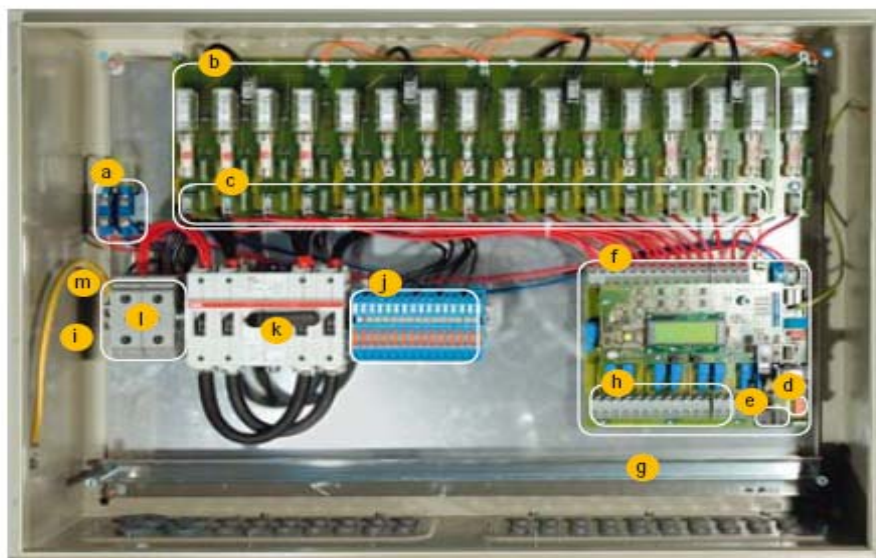


Figura 2: construcción

- a) Descargador de sobretensión (varistores)
- b) Módulos de rango con amperímetro y fusible de rango
- c) Bornes de conexión para rangos, polos positivos 6mm² (sólo 900-120-15 y 900-160-15)
- d) Borne para salida de aviso de fallo libre de potencial (sólo 900-120-15 plus y 900-160-15 plus)
- e) Enchufes RJ-45 para la conexión a la red MaxComm (sólo 900-120-15 plus y 900-160-15 plus)
- f) Sistema electrónico de supervisión de rangos (sólo 900-120-15 plus y 900-160-15 plus)
- g) Guía C para sujeción de cables con instalador de cables, ancho de ranura 15.3 mm
- h) Bornes de conexión para rangos, polos positivos 6mm² (sólo 900-120-15 plus y 900-160-15 plus)
- i) Borne de puesta a tierra 35 mm²
- j) Bornes de conexión para rangos, polos negativos / bornes de separación 6 mm²
- k) Desconector de tierra
- l) Bornes de conexión para línea colectiva hacia el inversor 50mm² ó 150mm²
- m) Borne M para toma de tierra de punto central 6mm²

Figura 22. Detalle de los elementos de una caja de conexión Maxconnect.

La elección del lugar apropiado para la instalación del inversor es determinante, tanto para la seguridad de operación como para la eficiencia. El inversor deberá ubicarse en una sala técnica de trabajo cerrada para protegerlo contra manipulaciones no autorizadas.

El lugar debe de estar bien ventilado, y en la medida de lo posible protegido del polvo. La temperatura ambiente ideal de la sala deberá estar entre 15°C y 30°C. En caso necesario, los disipadores de calor interno, son refrigerados mediante ventiladores internos. El aire fresco frío, entra al inversor por abajo, y contribuye activamente a la refrigeración de las unidades de potencia. El aire caliente es aspirado por los ventiladores montados en la parte superior, y expulsados hacia el exterior. El dispositivo es refrigerado mediante ventiladores regulados por temperatura. El aire es aspirado hacia el interior del dispositivo por debajo, desde la caja de cables, o bien a través de los orificios ubicados en la base, y expelido por arriba. Para permitir una óptima refrigeración, es necesario que el aire pueda circular libremente por estas zonas. Si la sala es pequeña, habrá que instalar una ventilación adicional de 1.600 m³/h para este inversor. La ventilación adicional, puede ser de regulación por temperatura ambiente. Este sistema de ventilación debe activarse, si la temperatura ambiente supera los 30°C.

Para evitar que los disipadores y los ventiladores se ensucien de forma innecesaria, la sala de trabajo ha de producir poco polvo.

Para impedir la condensación en el interior del inversor Solarmax, en las inmediaciones del inversor no ha de haber charcos de agua ni manpostería húmeda. El lugar donde se ubique el inversor no ha de tener humedad.

Debido a las emisiones de ruido, no es conveniente montar el inversor en las cercanías de espacios habitados.

Referente al conexionado eléctrico, las líneas de CC y CA deben ser adecuadas para las tensiones, corrientes y condiciones ambientales previstas. Al realizarse la conexión a CA del inversor, se debe cumplir la normativa sobre protección de personas. Se adjunta en la figura 23, la sección del cable recomendado por el fabricante, así como las protecciones de red en el catálogo.

3.2 Seguro de red y sección transversal de cable

SolarMax	20C	25C	30C	35C	50C	80C	100C	300C
Seguro de red Característica D	40A	40A	63A	63A	125A	125A	160A	500A
Se recomienda una sección trans- versal de cable DC	Min. 16mm ²	Min. 16mm ²	Min. 25mm ²	Min. 25mm ²	Min. 50mm ²	Min. 95mm ²	Min. 95mm ²	Min. *3x120mm ² 6x50mm ²
Se recomienda Sección transversal de cable AC	Min. 10mm ²	Min. 10mm ²	Min. 16mm ²	Min. 16mm ²	Min. 50mm ²	Min. 50mm ²	Min. 70mm ²	Min. 2x120mm ²

* cada dos seguros con conexión de puente en paralelo

Figura 23. Sección de cable recomendada por el fabricante

Vamos ahora a realizar una descripción de los diferentes componentes del inversor y su distribución en el armario. En la figura 24, tenemos una vista donde se puede ver el armario del inversor.



Figura 24. Vista de un armario de un inversor SolarMax 50C.

A continuación, vamos a analizar la distribución de los diferentes elementos que componen el armario. En la figura 25 de la página siguiente, tenemos una vista de los componentes del inversor dentro del armario. En la figura 26 de la siguiente página, tenemos el esquema del circuito eléctrico del inversor.

Al entrar la corriente eléctrica en CC en el inversor con los rangos de los diferentes ramales del campo solar fotovoltaico, hay una primera fase de filtrado, realizado por el filtro N1.

Luego se disponen en paralelo, tres interruptores de potencia en CC denominados Q1, Q2 y Q3. Estos interruptores estarán conectados en serie con las tres unidades de potencia LT1, LT2 y LT3. Estas unidades de potencia, estarán compuestas por tres puentes de transistores bipolares de puerta aislada (IGBT). En serie con ellos, tendremos los interruptores de potencia en CA denominados Q4, Q5, Q6 para las unidades de potencia LT1, LT2 y LT3.

Según la potencia que nos vaya entregando en cada momento el campo solar fotovoltaico, el inversor adaptará el punto de trabajo, al punto de trabajo de máxima potencia en cada momento. Este trabajo lo realizará la tarjeta de control, que enviará las señales a las unidades de potencia LT1, LT2 y LT3 y también a los interruptores de potencia de CA conectados en serie con las unidades de potencia. Los transistores IGBT poseen la característica de señales de puerta de los transistores de efecto de campo, con la capacidad de elevada corriente y voltaje de baja saturación del transistor bipolar. Combinando una puerta aislada FET para la entrada de control y un transistor bipolar como interruptor en un solo dispositivo. El circuito de excitación del IGBT es como el

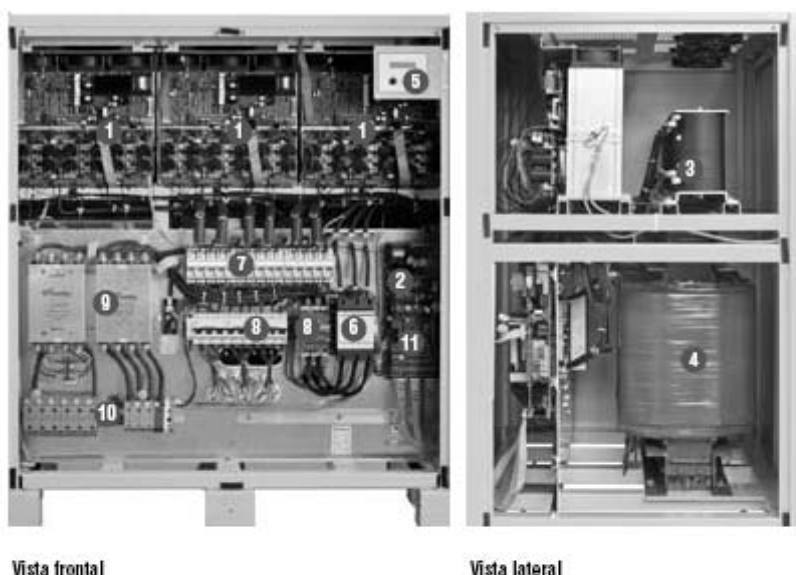
del MOSFET, mientras que las características de conducción son como las del BJT.

Después tendremos un transformador de 50 Hz, que nos dará las características que ha de tener la señal eléctrica para poderla acoplar a red. Este transformador nos hará de aislamiento galvánico entre la parte de CC del campo fotovoltaico y la parte de AC de la red eléctrica.

Tiene incorporado el inversor, el control permanente del nivel de aislamiento.

Después pasamos al contactor de la red de alimentación K1. Este elemento hace un análisis del tipo de señal que le llega, haciendo una comprobación de los parámetros de la señal que le llegan. Deberá desconectar la instalación fotovoltaica a la red de baja tensión, cuando la tensión de línea sea superior a 1,1 la tensión nominal, o cuando sea inferior a 0,85 veces la tensión nominal. También desconectará la instalación cuando la corriente alterna generada tenga una frecuencia inferior a 49 Hz, o superior a 51 Hz. A este elemento, también se le llama, relé de interconexión.

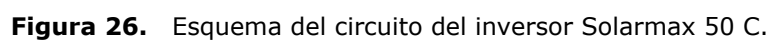
Como última fase del inversor, tendremos a la salida del contactor de la red de alimentación K1, el filtro N2 de CA.



Leyenda:

No.	Designación	Descripción
1	LT1,LT2,LT3	2 ó 3 unidades de potencia
2	TMS320	Placa de circuito impreso de unidad de mando, montada en MU320
3		Inductancias
4		Transformador 50 Hz
5	LCD	Pantalla LCD con tecla Display-Select e interruptor principal
6	K1	Contactor de la red de alimentación
7	Q1,Q2,Q3	Interruptor de potencia de CC para LT1, LT2, LT3 con bobina de disparo
8	Q4,Q5,Q6,Q7	Interruptor de potencia de CA para LT1, LT2, LT3 y salida
9	N1,N2	Filtro EMC, corriente continua y alterna
10	DC / AC	Bornes generador solar CC/red CA 3*400 Vac
11		Interfaz RS232 / RS485

Figura 25. Distribución de los diferentes elementos de un inversor SolarMax 50C.



4.5 Definición de la estructura fijación módulos fotovoltaicos

(III) Sería el conjunto de perfiles de aluminio unidos entre si, y fijados al suelo, que servirán de sustentación a los módulos fotovoltaicos.

Estas estructuras suelen ir fijadas sobre pequeñas zapatas que están distribuidas a lo largo del terreno, o bien sobre una placa de mortero realizada en el suelo, realizada expresamente para este fin.

En los perfiles de aluminio, se atornillarán escuadras regulables, que harán de tope con el marco del módulo fotovoltaico. Se colocará un tope por cada lado del módulo fotovoltaico.

Dado que en esta instalación tampoco hay un número excesivo de módulos fotovoltaicos, y no habrá grandes hileras con gran número de módulos fotovoltaicos en cada hilera, el tipo de perfilaría será similar a la perfilaría utilizada para las instalaciones sobre tejado de la misma potencia.



Figura 27. Estructura de una instalación fotovoltaica sobre suelo.

4.6 Instalación eléctrica

4.6.1 *Conductores del campo fotovoltaico*

(6) Todo el cableado de la instalación solar será cable de cobre flexible clase 5 y doble aislamiento de tensión asignada no inferior a 0,6 / 1 KV. Serán conductores unipolares y tendrán aislamiento de polietileno reticulado, libre de halógenos y de baja emisión de humos (RZ1- K).

Irán protegidos con tubo de PVC, que irá o bien fijado a la estructura, o bien irá enterrado en tierra.

Los valores que se calculen de los espesores de los conductores, serán de manera que cumplan las instrucciones técnicas complementarias del reglamento de baja tensión, de manera que las caídas de tensión sean inferiores al 1% de la tensión de línea, y que las intensidades máximas admisibles sean 1,25 veces la intensidad máxima de línea. En el anexo de cálculo, están calculadas las secciones de los conductores.

4.6.2 *Conductores del inversor*

Parten de la salida alterna trifásica del inversor, y va hasta la caja de protección y medida del lado de la corriente alterna. La línea estará compuesta por 4 cables unipolares correspondientes a las tres fases activas y al neutro.

Los conductores estarán dentro de una caseta, habilitada para lo que es la ubicación del inversor, los elementos de protección y medida y la conexión a la red general de la compañía. Estos conductores estarán protegidos con un aislante de PVC tipo Afumex, no propagadores de incendio y libres de halogenos. Estos conductores irán protegidos con un tubo de PVC que le servirá de protección y como medio de sujeción a las paredes de la caseta.

En el anexo de cálculo, están calculadas las secciones de los conductores.

4.6.3 *Conductores de la línea de distribución*

Son los conductores que van desde la caja de contadores, hasta la caja general de protecciones de la compañía. Dado que se ubicarán en la misma caseta de los conductores del inversor, tendrán las mismas características que estos.

4.6.4 *Acometida general*

Es la parte de la instalación que hay entre la red distribuidora pública y la caja general de protección. Esta acometida de la instalación, estará condicionada por el punto de conexión a la red general de distribución de baja tensión que designará la compañía eléctrica distribuidora. Se colocará una caja de protección y medida de un contador, y estará debidamente precintada por los organismos oficiales.

Las características de la energía inyectada a la red será:

- Corriente alterna trifásica.
- Tensión fase-neutro 220 V – 230 V
- Tensión de línea 380 V – 400 V
- Frecuencia 49 Hz. – 51 Hz.
- Potencia nominal de la instalación: 50.000 W

Según el RD 1663/2000 la conexión a red será trifásica, por tratarse de una instalación superior a 5 Kw.

4.6.5 Protecciones

Una vez calculados los conductores que vayan del campo fotovoltaico hasta el inversor, definiremos las protecciones para las secciones de conductor y los diferentes elementos, según el Reglamento electrotécnico de baja tensión. Tendremos los siguientes elementos:

A) En la parte de continua:

- fusible de desconexión: Dispondremos de un fusible para proteger la línea de 50 mm² de sección que va al inversor, como al propio inversor. El criterio que seguiremos para ello será el siguiente:

$$I_{nom} > 1,6 I_{sc} \text{ de cada ramal}$$

$$I_{nom} < 2 I_{sc} \text{ de cada ramal}$$

Utilizaremos un fusible de la firma **Eshia de 160 A**.

Para proteger las líneas de cada uno de los 17 ramales seguiremos el siguiente criterio:

$$I_{NOMINAL} > 1,9 I_{SC} \text{ del ramal (según UNE EN-60269)}$$

$$I_{NOMINAL} < 2,1 I_{SC} \text{ del ramal}$$

utilizaremos 17 fusibles de la firma **Eshia de 10 A** cada uno

- Seccionador manual de desconexión: Se colocará un seccionador manual de corriente continua, para dejar aislada la zona de módulos fotovoltaicos de la red general. El seccionador elegido es el **SIRCO DC** modelo **26DC4014 de 125 A**, dado que la corriente máxima admisible del cable es de 112,37 A. Su tensión de aislamiento es de 800 V_{DC}. Si este seccionador lo ponemos sobre una placa aislante, esta tensión de aislamiento puede llegar hasta 1.000 V_{DC}.
- Varistor: se colocará un varistor por cada conductor, para proteger la instalación contra sobretensiones transitorias originadas por descargas eléctricas de origen atmosférico, según ITC BT-23, en la red de alimentación del campo solar fotovoltaico. El varistor elegido es el **SURGYS G50 PV**, referencia 4982 0520 para una tensión máxima de red de 1.000 V_{DC}.
- Habrá que tener en cuenta las siguientes características: que el nivel de protección (U_p) Será de **3,6 kV** (tipo II, según ITC BT-23, esta categoría se aplica a los equipos muy sensibles, que están destinados a ser

conectados a la instalación eléctrica fija). Que la Tensión Máxima de Servicio Permanente (U_c), sea de **900 V**. Es el valor de tensión máxima que se puede aplicar permanentemente en los bornes del dispositivo de protección. Se corresponderá con la tensión máxima del sistema fotovoltaico. Que la Corriente máxima ($I_{m\acute{a}x}$) que pueda soportar el varistor sin fallo, Por ser de tipo II, sea de **40 kA** como mínimo. En el caso del varistor elegido, la corriente máxima de descarga es de **40 kA**.

- Control permanente del nivel de aislamiento (CPA): ya viene incorporado en el propio inversor SOLARMAX 50C.

Fig. 28, de los módulos de rango.

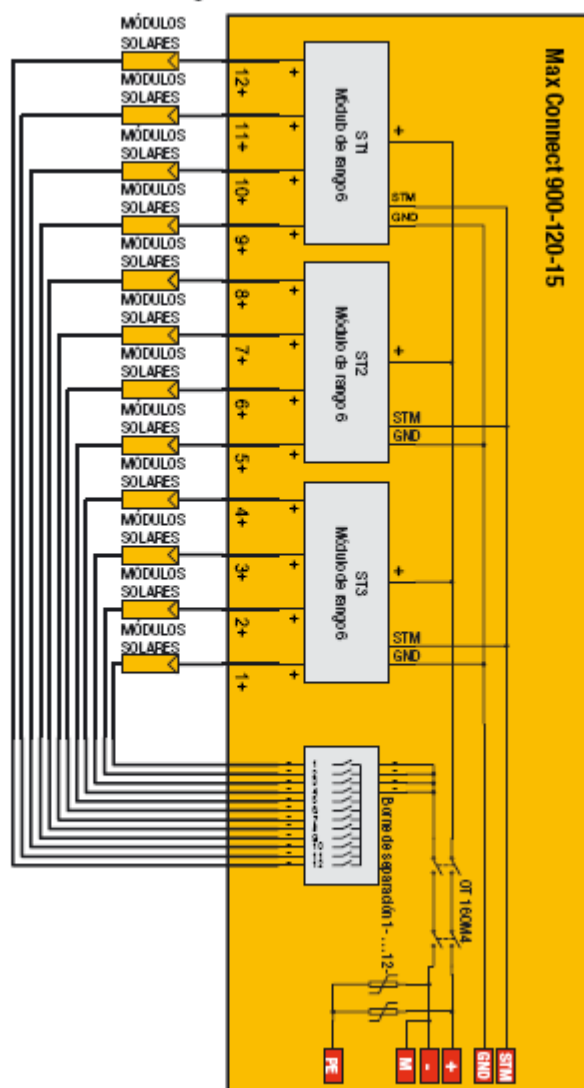


Figura 28. Ubicación de las diferentes protecciones en el lado de continua.

Al mismo tiempo, definiremos las protecciones en la zona de CA, que vayan desde el inversor hasta la caja general de protecciones de la compañía. Hemos de tener en cuenta, que la instalación de alterna a la salida del inversor estará aislada galvánicamente respecto a la instalación de DC del campo fotovoltaico. Tendremos los siguientes elementos de protección en la parte de continua:

B) En la caja de protecciones: Se utilizará en el presente proyecto un armario de protección de la firma **ESHIA** modelo **TMF10 125 A** para una potencia de 50 Kw. Este cuadro de protección, dispondrá de los siguientes elementos:

- Interruptor diferencial tetrapolar: Es un elemento que protegerá a las personas contra las derivaciones. Tendrá una sensibilidad de 30 mA, y con un tiempo máximo de desconexión de 0,02 segundos. Este interruptor diferencial será de 125 A.
- Interruptor general automático (IGA), de 125 A para proteger la instalación contra sobreintensidades.
- Relé de interconexión: deberá desconectar la instalación fotovoltaica a la red de baja tensión, cuando la tensión de línea sea superior a 1,1 la tensión nominal, o cuando sea inferior a 0,85 veces la tensión nominal. También desconectará la instalación cuando la corriente alterna generada tenga una frecuencia inferior a 49 Hz, o superior a 51 Hz. Este dispositivo ya viene en el inversor SOLARMAX 50C.

Entre la caja de protecciones y la caja de contadores, tendremos el siguiente elemento:

- un interruptor de control de potencia (ICP), de manera que la instalación fotovoltaica no pueda suministrar más potencia a la red de la que esté prevista. El ICP será de 125 A de la firma Merlin Gerin, que es el que corresponde para una potencia de 50 Kw, y un suministro en trifásico a 400 V.

C) En la caja de contadores: Se utilizará en el presente proyecto un armario de contadores de la firma **Cahors** modelo **PN-2T**. Este cuadro dispondrá de los siguientes elementos:

- Interruptor diferencial tetrapolar de una sensibilidad de 300 mA
- Fusibles de desconexión para proteger contra sobreintensidades en los conductores activos y en el neutro.

D) En la caja general de protecciones de la compañía habrá:

- Fusibles de desconexión para proteger contra sobreintensidades en los conductores activos y en el neutro.

4.6.6 Contadores

Se instalará un contador que medirá la energía suministrada del campo fotovoltaico a la red, y otro contador que medirá la energía que suministrará la compañía a la masía. En esta caseta se centralizarán los dos contadores. Los contadores serán accesibles dentro del armario que habrá dentro de la caseta. Los contadores deberán estar precintados por los organismos oficiales, y será responsabilidad del abonado la rotura del precinto.

Se utilizará en el presente proyecto un armario de contadores de la firma **Cahors** modelo **PN-2T**.

4.6.7 Tomas a tierra

La conexión de puesta a tierra se realizará de acuerdo con lo establecido en el REBT, ITC BT-18, así como las disposiciones establecidas en el RD 1663/2000.

La conexión a tierra se realiza con el objeto de evitar la tensión máxima, que con respecto a tierra, pueden tener en un determinado momento las masas metálicas. También asegura la actuación de las protecciones, y evitar que puedan producirse averías en los materiales eléctricos utilizados.

La presente instalación dispondrá de una tierra independiente del neutro de la Compañía distribuidora. En ésta se conectarán todas las masas metálicas del campo solar fotovoltaico, los cuadros de protección del lado de continua, y las masas metálicas del inversor.

Esta instalación tendrá una toma de tierra, a la que se conectarán todas las masas metálicas de la instalación. Se garantizará mediante la resistencia del sistema de tomas de tierra, que ninguna masa pueda tener contactos superiores a los 50 V.

Con la instalación puesta a tierra, se deberá conseguir que en el conjunto de la instalación fotovoltaica no aparezcan tensiones peligrosas, y que al mismo tiempo permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o descargas atmosféricas. En todos los puntos de la instalación, la resistencia del sistema de puesta a tierra, garantizará que ninguna masa pueda dar contactos superiores a 50 V. La ubicación de todos los elementos de la instalación se realizará en un lugar seco.

La instalación de tierra, en el lado de CC se ha concebido según un esquema tipo IT, según ICT-BT-24, dado que en la parte de continua no tenemos neutro, y las masas de la estructura de los módulos fotovoltaicos, el cuerpo de los módulos fotovoltaicos y las masas del inversor estarán conectadas a tierra.

Para una correcta derivación de las corrientes no deseadas, las líneas de puesta a tierra cumplirán con las siguientes condiciones:

- Formar una línea eléctrica continua sin intercalar seccionadores, fusibles etc. Únicamente se podrá instalar un elemento de desconexión manual en los puntos de puesta a tierra, que permita medir la resistencia de puesta a tierra.
- Las centrales generadoras han de estar preparadas con un sistema de puesta a tierra que asegure que las tensiones ,que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación, no superen los valores establecidos en la *Instrucción Técnica Complementaria MIE RAT-13 : Instalaciones de Puesta a Tierra*.

Esta instrucción técnica nos dice que: "toda la instalación eléctrica ha de disponer de una instalación o protección de tierra diseñada de tal forma que, en cualquier punto accesible en el interior o exterior de la misma, donde las personas puedan circular o permanecer, estas personas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso, y de contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica), que resulten de la aplicación de las fórmulas que se recogen a continuación".

El reglamento indica como tensión de seguridad U_S :

$$U_S = \frac{K}{tn} \quad \text{para } t \geq 5 ; U_{S \max} = 50 \text{ V}$$

$$\text{Para } 3 \leq t < 5 : U_{S \max} = 64 \text{ V}$$

$$\text{Para } 0,9 \leq t < 3; K=78,5; n=0,18;$$

$$\text{Para } 0,1 \leq t < 0,9; K=72; N=1;$$

Estas tensiones de seguridad se refieren a la tensión máxima de contacto aplicada (cuya definición se verá seguidamente).

Estos valores fijados por los reglamentos nos imponen unos valores de resistencia de tierra de 6 Ohm para centros de transformación con tierras separadas.

Los diferentes elementos que formarán parte de la toma de tierra, serán los siguientes:

- Electrodo: Masa metálica permanentemente en contacto con el terreno. En nuestro caso, serán 4 picas en paralelo que serán barras de acero-cobre 250 micras de 14,2 mm de diámetro y a una profundidad de enterramiento no inferior a 0,8 metros.
- Líneas de enlace con tierra: Conductor que une el electrodo con el punto de puesta a tierra.
- Punto de puesta a tierra: Punto situado fuera del suelo que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra.

- Líneas principales de tierra: Son las formadas por los conductores que parten del punto de puesta a tierra y a las cuales están conectadas las derivaciones para la puesta a tierra de las masas.
- Derivaciones de las líneas principales de tierra: Están formadas por los conductores que unen la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas. En nuestro caso, serán las derivaciones que vayan, al campo solar fotovoltaico, a la caja de protecciones de continua, y a la masa del inversor.
- Conductores de protección: Unen las masas con las derivaciones de las líneas principales de tierra.

En el anexo de cálculo, viene definido el dimensionado, de la toma a tierra.

4.7 Sistema de monitorización de datos

Se instalará un sistema de monitorización de datos de la firma SOLARVIEW, que controlará los diferentes parámetros de la instalación fotovoltaica.

Este sistema nos permitirá obtener las siguientes aplicaciones:

- Elegir los datos más importantes de la instalación.
- Mostrar los datos más importantes en un panel divulgativo de monitorización.
- Gestionar los datos de la instalación fotovoltaica en un ordenador local, con software que permite su análisis.
- Publicación de la producción de la instalación fotovoltaica a través de una página web.

Esto se realizará mediante la toma de datos de la instalación fotovoltaica mediante sensores externos para la obtención de la temperatura del panel, la temperatura ambiente y la radiación solar, y un sistema de medición de la red eléctrica.

Por lo tanto, el sistema de monitorización SOLARVIEW dispondrá de los siguientes elementos:

- Sensores externo para la obtención de datos: sonda de temperatura del módulo, sonda de temperatura ambiente, y sonda para medir la radiación solar.
- Sistema para la obtención de datos de la red eléctrica (SMR). Este sistema, realiza la medida de los valores de la potencia, energía, tensiones, intensidad y frecuencia en el lado de AC. Estos datos los

transmite al registrador solarDATA o al panel divulgativo solarVIEW, mediante el protocolo de comunicación RS-485.

- Sistema de adquisición del campo fotovoltaico (SAF) para la medida de los sensores externos. Este sistema realiza las medidas de las sondas de irradiancia, temperatura ambiente y temperatura de panel y las envía al registrador solarDATA o al panel divulgativo solarVIEW, utilizando el protocolo de comunicación RS-485. Las sondas que se pueden conectar a este sistema son las siguientes: Sonda de temperatura PT100 para medida de temperatura ambiente y para la medida de la temperatura del módulo y un piranómetro o célula calibrada para la medida de irradiancia solar.
- Registrador de datos SolarDATA. Tiene los siguientes trabajos a realizar: leer los datos de las magnitudes eléctricas de la corriente eléctrica generadas por el inversor obtenidos del SMR, leer los datos de los sensores externos a los cuales está conectado el SAF, calcular la energía producida desde la puesta en servicio, almacenar un histórico de la información obtenida con una autonomía mínima de 2 meses, y transmitir la información almacenada a través de TCP/IP o RS485, al panel divulgativo o al programa solarCONTROL, para su tratamiento y visualización.
- Panel divulgativo de información SOLARVIEW estándar o Plus, con o sin visualización de mensajes y con serigrafía personalizada. Tiene como misión fundamental la visualización de los datos recibidos a través del registrador solarDATA. Los datos visualizados en el panel divulgativo básico son los siguientes: Potencia instantánea en porcentaje con respecto a la potencia nominal del inversor mediante barras de led's, energía total generada mediante 6 displays y 7 segmentos, y ahorro de contaminación en Kgr de CO₂ mediante 6 displays de 7 segmentos.
- Software de supervisión local solarCONTROL. Mediante el software de supervisión local solarCONTROL, instalado en un PC local, se puede monitorizar el estado de la planta fotovoltaica, posibilitando el estudio de producción y gráficas. El software de supervisión realiza las siguientes funciones: monitorización de datos instantáneos provenientes del campo fotovoltaico, Almacenamiento de los datos de la planta en una base de datos para su posterior consulta y estudios gráficos con la información almacenada. Con solarCONTROL, el cliente no necesita estar permanentemente conectado para no perder la información de la producción. Al conectarse de nuevo, el sistema actualiza la base de datos, automáticamente, con toda la información desde la fecha en que se desconectó.
- Consulta de la monitorización de la planta fotovoltaica a través de Internet con el software solarWEB.

4.8 Puesta en marcha de la instalación

Para realizar la puesta en marcha de la instalación se tendrán que realizar las siguientes verificaciones por un técnico autorizado, acompañado de la dirección de obra:

- Comprobar que la instalación sigue fielmente el proyecto visado.
- Comprobar que las diferentes partes de la instalación eléctrica se han instalado siguiendo el pliego de condiciones. Verificando que los conductores estén perfectamente aislados, que todas las conexiones de los conductores estén correctas.
- Comprobar que todas las fijaciones de la estructura que soporta los módulos fotovoltaicos estén perfectamente atornilladas y apretadas.
- Comprobar que la ubicación del inversor está de acuerdo con los requerimientos del fabricante.
- Comprobar el correcto funcionamiento de los elementos de protección y medida de la instalación.
- Comprobación de los diferentes valores que se obtienen de la instalación, tanto de valores eléctricos como valores de radiación y temperatura.
- Comprobaciones de las mediciones de la resistencia de la red de tierra.

Todas estas operaciones se realizarán en un día soleado, y durante las horas centrales del día.

CAPITULO 5:

DEFINICION DE LA

ENERGIA

GENERADA

5.1 Energía generada

A partir de los datos meteorológicos del lugar donde está ubicada la instalación fotovoltaica, y de la superficie de captación de los 306 módulos fotovoltaicos se realiza el cálculo de la energía generada a lo largo del año. En el documento de cálculos dentro del volumen de los anexos, se describe todo el procedimiento de cálculo de la energía que se genera al año.

La producción de energía generada que hemos calculado es de **77.736,86 Kw-h anuales.**

El desglose de la producción energética mensual es el que se puede ver en el gráfico adjunto de la figura 28:

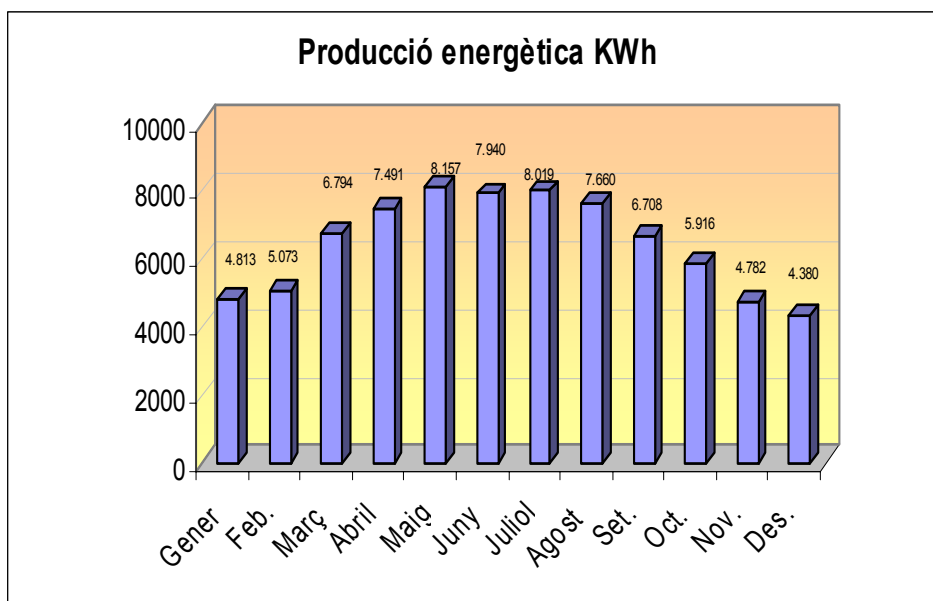
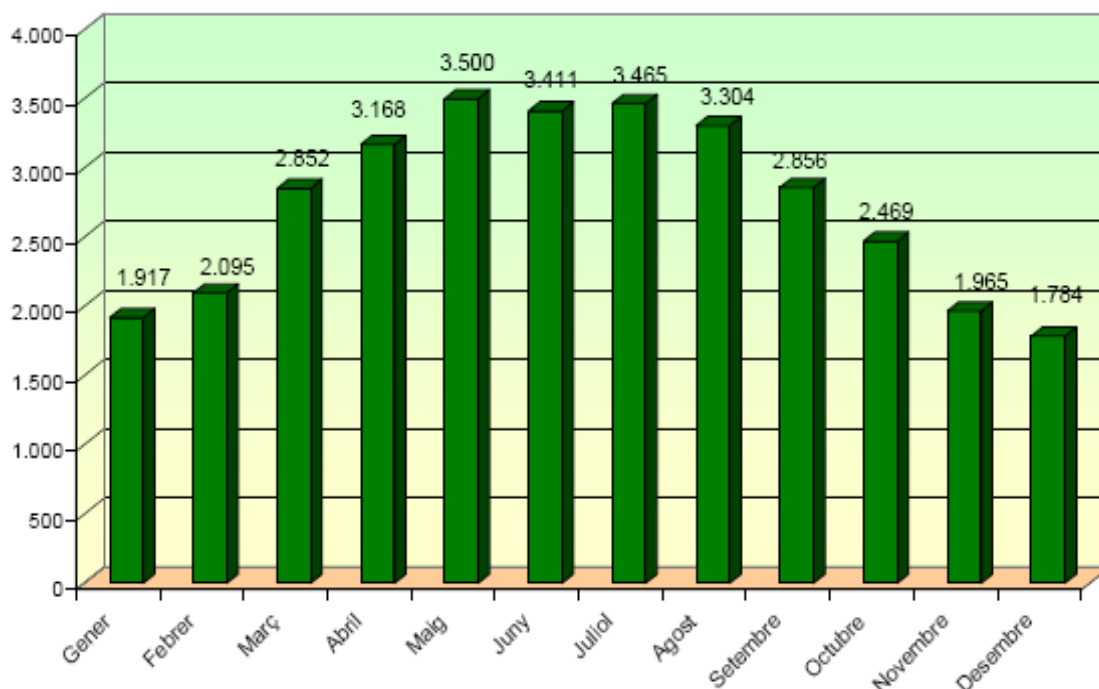


Figura 28. Gráfico mensual de la producción de energía eléctrica de la instalación.

5.2 Ahorro de emisiones de CO₂

(10) Para hacer una estimación del ahorro de emisiones de CO₂ a la atmósfera con la realización de esta instalación solar fotovoltaica, multiplicamos la producción anual estimada de esta instalación por un coeficiente específico medio de emisiones del parque de generación de energía eléctrica en España. Este MIX en España es de 0,4556 kgrs CO₂ / Kw-h. Por lo que con esta instalación habrá un ahorro de 35.416 Kgrs CO₂.

Figura 29. Gráfico mensual del ahorro de emisiones de CO₂



CAPITULO 6:

BIBLIOGRAFÍA

6.1 Referencias bibliográficas

- (I) IDEA. Pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red PCT-C.
- (II) ICAEN. Atlas de radiación solar a Catalunya. 2001 Barcelona 1ª Edición.
- (III) SOLICLIMA. Instaladora de energías renovables
<http://www.soliclima.com/>
- (IV) SPUTNIK. Fabricante de inversores. Modelo SOLARMAX 50 C
- (V) SUNTECH. Fabricante de módulos fotovoltaicos.

6.2 Bibliografía de consulta

- (1) Alcor, E. Instalaciones solares fotovoltaicas. 1995. Madrid: 2ª Edición, Ed. PROGENSA
- (2) Alonso Abella, M. Sistemas fotovoltaicos, introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía fotovoltaica. 2ª Edición 2005, Ed. S.A.P.T. Publicaciones Técnicas S.L
- (3) Argimiro de Miguel. Energía solar fotovoltaica. Curso Provincial de energías renovables, organizado por la Junta de Castilla y León en la Universidad de Valladolid.
- (4) Luque, Antonio y Hegedus, Steven. Handbook of photovoltaic science and engineering. Ed. John Wiley
- (5) Mompín Poblet. Energía solar fotovoltaica. Ed. Marcombo.
- (6) Parcerisas, Carles. Reglament Electrotècnic per a Baixa Tensió. Ed. Marcombo.
- (7) ICAEN: Institut Català d'Energia.
<http://www20.gencat.cat/portal/site/icaen>
- (8) CENSOLAR: Centro de Estudios de la Energía Solar.
<http://www.censolar.es/>
- (9) B.O.E: Boletín Oficial del Estado.
<http://www.boe.es/>
- (10) IDAE: Instituto para la diversificación y el ahorro de energía.
<http://www.idae.es/>